

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

_____ Н.Д. Булчаев

« _____ » _____ 20 ____ г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

21.03.01.Нефтегазовое дело

21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Интенсификация нефтеотдачи методом забуривания боковых стволов
на примере Ванкорского месторождения

Руководитель _____ доцент, канд. техн. наук М.Т. Нухаев
подпись, дата

Выпускник _____ А.А. Москалюк
подпись, дата

Консультант:
Безопасность и экологичность _____ Е.В.Мусияченко
подпись, дата

Нормоконтролер _____ С. В. Коржова
подпись, дата

Красноярск 2017

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 66 страниц, 5 рисунков, 18 таблиц, 29 источников.

ДОБЫЧА НЕФТИ, РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ, ГОРИЗОНТАЛЬНАЯ СКВАЖИНА, БОКОВОЙ СТВОЛ, АВТОНОМНОЕ УСТРОЙСТВО РЕГУЛИРОВАНИЯ ПРИТОКА.

В данной дипломной работе рассматривается Ванкорское месторождение, право пользования недрами Ванкорского лицензионного участка принадлежит ЗАО «Ванкорнефть». В первой части работы рассматриваются общие сведения о месторождении, краткая геолого-физическая характеристика продуктивных пластов и физико-химическая характеристика пластового флюида.

Во второй части проводится анализ разработки месторождения, включающий в себя текущее состояние разработки, характеристику фонда скважин. В специальной части рассмотрена интенсификация нефтеотдачи методом зарезки боковых стволов., а также предложен метод ограничения водопритока путем использования автономного устройства регулировки притока и ограничения притока нежелательного флюида.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	5
1 Геолого-физическая характеристика Ванкорского нефтегазового месторождения.....	7
1.1 Общие сведения о месторождении.....	7
1.2 Геолого-физическая характеристика месторождения.....	8
1.3 Физико-литологическая характеристика коллекторов и покрышек продуктивных пластов.....	10
1.3.1 Долганский продуктивный уровень.....	10
1.3.2 Яковлевский продуктивный уровень.....	11
1.3.3 Суходудинский продуктивный уровень.....	13
1.3.4 Нижнехетский продуктивный уровень.....	14
1.4 Нефтегазоносность месторождения.....	16
1.5 Характеристика залежей нефти и газа.....	18
1.6 Состав и свойства пластовых флюидов.....	20
1.6.1 Пласт Дл.....	20
1.6.2 Пласт Як.....	21
1.6.3 Пласт Як-II.....	22
1.6.4 Пласт Як-III.....	22
1.6.5 Пласт Як-III-VII.....	23
1.6.6 Пласт Сд.....	24
1.6.7 Пласт Нх-I.....	25
1.6.8 Пласт Нх-III-IV.....	25
2 Сведения о разработке месторождения.....	26
2.1 Основные этапы проектирования разработки месторождения.....	26
2.2 Характеристика текущего состояния разработки месторождения в целом.....	30
2.3 Текущее состояние разработки эксплуатационных объектов.....	32
2.3.1 Объект Дл-I-III.....	32
2.3.2 Объект Як-III-VII.....	33
2.3.3 Объект Нх-I.....	35
2.3.4 Объект Нх-III-IV.....	37
3 Интенсификация нефтеотдачи методом забуривания боковых стволов на примере Ванкорского месторождения.....	39
3.1 Актуальность использования горизонтальных скважин с боковыми стволами.....	39
3.2 Критерии выбора местоположения скважины-кандидата.....	40
3.3 Анализ реконструкции скважин методом зарезки боковых стволов на примере Ванкорского месторождения	40
3.3.1 Принципы бурения и проектирования боковых стволов в ООО «РН-Ванкор».....	40
3.3.2 Опыт реконструкции скважин бурением БС ООО «РН-Ванкор».....	41
3.4 Расчет притока флюида и подбор оборудования для подготавливаемой к бурению бокового ствола горизонтальной скважине.....	43
3.5 Метод борьбы с обводненностью.....	48
4 Безопасность и экологичность.....	54

4.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ	55
4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ	56
4.3 Санитарно-гигиенические требования к помещениям и размещению используемого оборудования	57
4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса.....	68
4.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности.....	60
4.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях.....	61
4.7 Экологичность проекта.....	62
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	63
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ.....	64
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	65

ВВЕДЕНИЕ

По мере истощения запасов происходит ухудшение технико-экономических показателей процесса добычи нефти. Непременно, наступает период, когда эксплуатация сначала отдельных скважин, а потом и всего месторождения становится нерентабельной для нефтедобывающего предприятия.

На данный момент, современные технологии позволяют извлечь лишь до 35-41 % запасов, залегающих в пласте, поэтому в последние десятилетия идет активный поиск эффективных методов максимально возможной нефтеотдачи пласта.

Бурение горизонтальных скважин, разветвленно-горизонтальных, многозабойных, а также боковых стволов дает высокую производительность и перспективность нетрадиционного способа разработки и возможность существенного повышения дебитов скважин.

Бурение боковых стволов было впервые было применено еще в середине 20 века башкирскими нефтяниками на месторождениях Ишимбайского района, однако из-за недостаточной теоретической базы, метод был незаслуженно забыт почти на полвека.

Однако, боковые стволы получили огромную популярность за рубежом и там темпы бурения подобных скважин росли с огромной скоростью. За последние 25 лет насчитывается более 30000 горизонтальных скважин с боковыми стволами в США и Канаде.

Бурение горизонтальных скважин и боковых стволов с горизонтальной частью имеет принципиально одинаковые подходы. Разница состоит только в необходимости фрезерования эксплуатационной колонны и забурировании бокового ствола.

Для последующей эксплуатации скважины с БС необходима максимальная глубина забурирования, но при этом существенно снижается объем бурения, однако, в то же время, многократно увеличивается вероятность и возможность спуска глубинного насоса в старый ствол и обеспечение его бесперебойной работоспособности в течении долгого времени.

В начальный период внедрения в практику многозабойных и горизонтальных скважин принималось, что их дебиты будут линейно увеличиваться с увеличением длины горизонтальных скважин.

При этом, стоит отметить, что восстановление бездействующих скважин обойдется в 1,5-2 раза дешевле, чем бурение и освоение новых. Подтверждено, что при сравнительно небольших инвестициях данная технология максимально эффективна.

Бурение боковых стволов на месторождениях Западной и Восточной Сибири имеет ряд особенностей.

Во первых, большинство месторождений уже находится на последней стадии разработки, и для обеспечения стабильного уровня добычи нефти требуются все новые и новые подходы для рентабельной эксплуатации скважин, проведение эффективных ГТМ.

Во вторых, это последствия ранее проведенных геолого-технических мероприятий, которые оказались неэффективны или малоэффективны, и в третьих, это конечно, же суровые климатические условия данного региона.

В данной работе будет рассмотрен один из наиболее действенных способов интенсификации нефтеотдачи, который позволяет значительно продлить «жизнь» крупнейшим месторождениям нашей страны-бурение боковых направленных столов из «старого» фонда скважин на примере Ванкорского месторождения.

1 Геолого-физическая характеристика Ванкорского нефтегазового месторождения

1.1 Общие сведения о месторождении

Ванкорское нефтегазоконденсатное месторождение в административном отношении расположено на территории Туруханского и Дудинского районов Таймырского муниципального района Красноярского края. Районные центры п. Туруханск находится в 300 км к юго-западу от месторождения, г. Дудинка – в 140 км на северо-восток. В этом же направлении в 200 км расположен г. Норильск.

Ванкорское нефтегазоконденсатное месторождение расположено на двух лицензионных участках. Право пользования недрами Ванкорского лицензионного участка с целью добычи углеводородного сырья и геологического изучения недр южной части Ванкорского месторождения принадлежит ЗАО «Ванкорнефть» на основании Лицензии КРР 12564 НР от 02.08.2004 г.

Площадь месторождения составляет 447 кв. км.

Необходимые материалы и оборудование в г. Игарка завозятся водным путём по р. Енисей. Общая протяжённость водной магистрали Красноярск-Игарка по р. Енисей составляет 1747 км. На площадь Ванкорского месторождения основной объём грузов может завозиться только зимой, после промерзания болот, когда начинают функционировать временные зимние дороги («зимники»). Расстояние по зимнику от г. Игарка до площади месторождения в среднем 150 км. [1]

Наиболее экономически привлекательным способом доставки больших партий груза (общим объёмом до 35 тыс т) в район Ванкорского месторождения является экспедиционный завоз караваном судов Енисейского пароходства по р. Большая Хета непосредственно до опорной базы промысла (430 км от устья). Это вариант предполагает минимальное количество промежуточных погрузочно-разгрузочных операций и минимальные сроки доставки. Вместе с тем, навигация по р. Большая Хета возможна только мелкосидящим флотом (баржи до 1000 т) и только в июне. В связи с этим большое значение приобретает общая согласованность и четкость всей транспортной схемы: своевременное накопление грузов в зимний период на площадках портов, причалы которых не заливаются паводком в весенний период (Лесосибирский порт, Красноярский порт), формирование и отправка мощного каравана судов, выгрузка в сжатые сроки на причалах Заказчика (Ванкор, Сузун). Причал и база ЗАО «Ванкорнефть» Прилуки расположена на левом берегу р. Енисей, в 12 км ниже порта Игарка. Прилуки служат основной перевалочной базой для доставки крупногабаритных и тяжеловесных грузов, предназначенных для строительства опорной базы промысла Ванкорского месторождения.

Транспорт нефти осуществляется по нефтепроводу диаметром 820 мм

Ванкорское месторождение – НПС «Пурпе». Нефтепровод рассчитан на прокачку объёмов УВ 25 млн. т/год. Общая протяжённость трассы составляет 543 км (556,5 км по оси трубопровода с учётом компенсаторов).

Ванкорское месторождение и трасса нефтепровода Ванкор – НПС «Пурпе» расположены в зоне многолетнемёрзлых пород. Многолетнемёрзлые грунты представлены преимущественно супесями, лёгкими суглинками с включениями гравия, гальки и валунов, а также пылеватыми и мелкими песками и торфяниками. Расположение многолетнемёрзлых грунтов не однородно, при строительстве любых объектов обустройства необходимо проводить изыскания, для определения конкретных условий строительства объектов инфраструктуры.

Криогенная текстура песков – массивная, супесей и суглинков – слоистая. На буграх пучения и на территории болотных массивов вблизи озёр в отложениях встречаются прослойки льда мощностью до 20-30 см.

При нарушении температурного режима многолетнемёрзлых пород, из-за высокой льдистости они дают большие осадки. Относительная осадка при оттаивании грунтов составляет 0,09-0,4 д.ед., у торфяников более 0,4 д.ед.

Многолетнемерзлые грунты с относительной осадкой при оттаивании 0,1 д.ед. и менее относятся к непросадочным грунтам, с осадкой при оттаивании от 0,1 до 0,3 д.ед. – к просадочным грунтам, более 0,3 д.ед. - к сильнопросадочным.

Эксплуатационное бурение ведётся с 2006 г. в соответствии с «Технологической схемой разработки Ванкорского месторождения» (протокол ЦКР Роснедра от 01.06.2006 № 3662). В данный момент действующим технологическим документом является «Дополнение к технологической схеме разработки Ванкорского месторождения» 2012 года (протокол ЦКР Роснедра №5462 от 15.11.2012 г.).

Электроснабжение объектов Ванкорского месторождения осуществляется ГТЭС, работающей на природном газе и с помощью дизельных электростанций.

Район относится к слабо населённым с плотностью населения менее 1 человека на кв.км.

На территории Ванкорского нефтегазоконденсатного месторождения, полезных ископаемых, кроме нефти, конденсата и газа, не обнаружено.

1.2 Геолого-физическая характеристика месторождения

Геологический разрез Ванкорского месторождения представлен песчано-глинистыми отложениями мелового возраста. Основными продуктивными пластами являются пласты Дл-I-III долганской свиты; Як-I, Як-II, Як-III-VII яковлевской свиты; Сд-IX суходудинской свиты; Нх-I, Нх-III-IV нижнехетской свиты.

Породы-коллекторы долганской свиты представлены слабосцементированными кварц-полевошпатовыми песчаниками, реже алевритами. Цемент порово-пленочного, базального типа; по

минеральному составу хлорит-каолинит-гидрослюдистый. Породы-коллекторы яковлевской свиты представлены кварц-полевошпатовыми песчаниками, реже алевролитами. Цемент по типу базально-поровый, пленочно-поровый, контактово-поровый; по составу хлорит-гидрослюдисто-каолинитовый. Породы-коллекторы суходудинской и нижнехетской свит представлены кварц-полевошпатовыми песчаниками и алевролитами. Цемент хлорит-гидрослюдисто-каолинитовый, иногда с примесью кальцита; по типу пленочно-поровый, реже базальный и контактово-поровый.

Бурение скважин проводилось с использованием долот диаметром 216-295 мм (долганская свита), 219-190 мм (яковлевская, суходудинская, нижнехетская свиты). Горизонтальные стволы в интервалах продуктивных пластов пробурены с использованием долот диаметром 114-152 мм.

Вскрытие продуктивных интервалов разреза и проведение ГИС в разведочных скважинах осуществлялось, в основном, на пресном глинистом растворе с удельным весом 1,17-1,32 г/см³ и удельным электрическим сопротивлением до 5,0 Ом. В ряде скважин раствор был более соленый, так в скважине Вн-13 сопротивление раствора составило 0,7 Ом, СВн-4 - 0,3 Ом, СВн-3 - 1,2 Ом.

При бурении эксплуатационных скважин использовались следующие виды буровых растворов: KCl, CaCl, PolyPlus, Boremax, KCl-полимерный, полимер-глинистый и полимер-карбонатный. Удельное сопротивление промывочной жидкости в интервале исследований изменяется 0,14-1,8 Ом, вязкость 43-73, удельный вес 1,06-1,2 г/см³.

Горно-геологические условия залегания продуктивных отложений представлены в таблице 1.

Таблица 1 - Горно-геологические условия залегания продуктивных отложений

Параметр	Горизонт, пласт				
	Дл-I-III	Як-I-VII	Сд-IX	Нх-I	Нх-III-IV
Глубина залегания, а. о., м	-923-980	-1570-1650	-2363-2375	-2550-2672,5	-2663,3-2766,8
Пластовые давления, МПа	<u>9,26</u> – <u>9,80</u> 9,6	<u>15,48</u> – <u>16,53</u> 15,9	<u>22,72</u> – <u>23,82</u> 23,65	<u>25,53</u> – <u>26,38</u> 25,9	<u>26,90</u> – <u>27,69</u> 27,28
Пластовые температуры, °С	11,8	31,8	54,4	57,14	62,8
Минерализация пластовой воды, г/л	11,5	15,3	20,5	17,1	14,2
Сопротивление пластовых вод, удельное электрическое, Ом·м	0,65	5 0,31	0,18	0,195	0,22

1.3 Физико-литологическая характеристика коллекторов и покрышек продуктивных пластов

При анализе физико-литологических характеристик пород-коллекторов использовались данные полевого макроскопического описания керна и лабораторные исследования образцов, включающие, гранулометрический, минералогический, петрографический анализы.

Всего из отложений продуктивных пластов на Ванкорском месторождении выполнено 4784 определений открытой пористости, 4814 определения проницаемости, 1453 определений остаточной водонасыщенности.

Ниже рассматривается физико-литологическая характеристика пород-коллекторов продуктивных пластов долганского, яковлевского, суходудинского и нижнехетского уровней.

1.3.1 Долганский продуктивный уровень

В кровле долганской свиты выделяются три песчаных пласта-коллектора Дл-I, Дл-II, Дл-III, объединяющиеся в продуктивный пласт-коллектор Дл-I-III, поскольку особенности фациального и литологического состава пластов, невыдержанность разделяющих их покрышек приводят к гидродинамическому единству резервуара, что подтверждается единым ГВК.

Керновый материал из пласта Дл-I-III отобран из скважин 112, 149, 159, 164, 184, 358; Вн-10, 12, 13, 14, 14а, 16, 17, 7; СВн-1, 2, 3, 4.

Минералогический состав пород полевошпатово-кварцевый: кварца – 60-62 %, полевых шпатов – 33-36 %, причем преобладают калиевые полевые шпаты (микроклин) – 32-35 %, плагиоклазов немного – до 1-2 %, обломков пород – 1-5 %. Встречаются окисленные зерна глауконита, хлорита, в виде изогнутых листочков слюда. Цемент по минералогическому составу хлорит-каолинит-гидрослюдистый, реже карбонатный; по типу пленочный, поровый, контактовый и базальный.

По гранулометрическому составу в пластах-коллекторах преобладают зерна песчаной и алевритовой фракции, в покрышках – алевритовой и глинистой фракции. Зерна полуокатанные, средние и плохо отсортированные. Сумма песчаной фракции в породах-коллекторах варьирует от 10 до 30%, алевритовой – от 60 до 80 %, глинистой – от 8 до 20 %.

Открытая пористость пород-коллекторов изменяется от 21 до 36 %, проницаемость – от 3 до $4650 \times 10^{-15} \text{ м}^2$.

Пласт Дл-I-III перекрывается морскими аргиллитами и алевролитами дорожковской свиты. По гранулометрическому анализу в алевролитах

покрышки содержится: фракции 0,1-0,01 – 60-76 %; <0,01 – 22-30 %; 0,25-0,1 – 2-9 %. В целом открытая пористость пород алевролитов покрышки меняется от 1 до 30 %. Покрышка неоднородная – проницаемость, определенная на образцах параллельных напластованию, варьирует в широких пределах – $25,7 - 178,55 \times 10^{-15} \text{ м}^2$, на образцах перпендикулярных напластованию – $4,99-17,22 \times 10^{-15} \text{ м}^2$.

1.3.2 Яковлевский продуктивный уровень

Продуктивность яковлевской свиты связана отложениями надводной и подводной дельтовой равнины с отложениями приустьевого взморья – устьевыми барами, валами, отмелями. По простиранию пласты-коллекторы крайне не выдержаны по мощности, представляют собой переслаивание хорошо проницаемых песчаных пород с заглинизированными песчаниками и алевролитами, известковыми и сидеритовыми песчаниками и песчаными сидеритами.

В разрезе продуктивной части свиты выделяются пласты-коллекторы Як-I-VII, каждый из которых накапливался в определенных фациальных условиях.

Пласты-коллекторы Як-I-III выделяются в толще аллювиально-озерных отложений и связаны с русловыми и пойменными фациями. В зависимости от типа цемента отложения имеют литификацию: от слабой (глинистый цемент), практически пески, до крепких, плотных разностей (карбонатный цемент).

Пласт-коллектор Як-I. Керновый материал отобран из скважин СВн-3, 4; Вн-10, 13, 16, 17; 112, 159, 184, 7Н, ВЛд-1. Сложен алевропесчаниками и алевролитами серого, светло-серого цвета, разнотекстурными. Обломочный материал плохо сортированный, преобладает глинисто-пелитовая фракция. Обломочного материала в породе 80-50 %. Обломки окатанные и полуокатанные, по форме изометричные и удлиненные. По вещественному составу порода кварц-полевошпатового состава: кварца – 30-40 %, полевых шпатов – 40-50%. Небольшая часть полевых шпатов с изрезанными, измененными краями в процессе разрушения (серицитизация). Большая часть полевых шпатов интенсивно пелитизирована. Зерна кварца зачастую трещиноватые, прозрачные, иногда замутненные глинистым материалом. Присутствует слюда – мусковит и биотит. Полоски слюды вытянутые, изогнутые, расположены в одном направлении, подчеркивая микрослоистость. Цемент большей частью глинистый, по типу контактовый и поровый. Часто в роли цемента выступают разрушенные полевые шпаты, измененные вторичными процессами. Многочисленные поры (0,04-0,1 мм) вытянуты по направлению слоистости, а также микротрещины, параллельные слоистости, как открытые, так и частично заполненные глинисто-битуминозным веществом.

Открытая пористость пласта коллектора в пределах 15-31 %, проницаемость – $1,75-5630 \times 10^{-15} \text{ м}^2$.

Перекрываются толщей углисто-глинистых пород озерно-болотных фаций толщиной 2-16 м. Керновый материал с уровня покрывки отобран из скважин СВн-3; Вн-10, 16, 17; 112, 159, 7Н; ВЛд-1. Представлена покрывка аргиллитами темно-серого цвета, тонкослоистыми, с редкими включениями обугленных растительных остатков. Открытая пористость изменяется от 10,5 до 23,5 %. Проницаемость – от 0,01 до $41,3 \times 10^{-15} \text{ м}^2$.

Пласт-коллектор Як-II. Охарактеризованы керновым материалом, преимущественно, пойменные отложения и отложения береговых валов. Отложения представлены алевролитами и мелко- тонкозернистыми песчаниками светло-серого цвета с желтоватым оттенком. Керн отобран из скважин 112, 138, 358, 7Н; ВЛд-1; Вн-10, 13, 16, 17, 7, 9; СВн-4.

В породе преобладает глинисто-алевритовая фракция, степень сортировки средняя, обломки угловатые, частично слабо окатанные. Форма зерен изометричная, неправильно-таблитчатая, удлиненная. Контакты зерен линейно-точечные. Обломочного материала в породе 75-80 %, цементирующей массы 20-25 %. Среди обломков: кварца – 40-45 %; полевых шпатов 30-35 % (калиевые полевые шпаты); обломков других пород (кремнистые, глинистые сланцы, агрегатный кварц) - 1-2 %. Зерна полевых шпатов частично, реже полностью серицитизированные и пелитизированные. Отмечаются чешуйки мусковита и буроватого биотита длиной от 0,07-0,2 мм. Отмечаются все переходы биотита в гидрослюда. Цемент глинисто-гидрослюдистого (с примесью битума), глинисто-карбонатного состава.

Открытая пористость пород-коллекторов в пределах 17,7-30,7 %, проницаемость – $1,8-1142 \times 10^{-15} \text{ м}^2$.

Покрывкой является вышележащая толща углисто-глинистых пород озерно-болотных фаций толщиной примерно 2-12 м. Сложена переслаивающимися углистыми аргиллитами и алевролитами. Аргиллиты черные, углистые, рассланцованные, очень хрупкие, легко крошатся. Алевролиты светло-серые до темно-серых с различной слоистостью – горизонтальной, косой, волнистой, линзовидной, обусловленной намывом песчаного материала по плоскостям наслоения. В породе содержатся прослои углей различной мощности. Открытая пористость изменяется от 9,8 до 18 %. Проницаемость – от 0,08 до $10 \times 10^{-15} \text{ м}^2$.

Пласт-коллектор Як-III-VII наиболее хорошо освещен керновым материалом. Отложения пласта-коллектора связаны с фациями надводной и подводной дельтовой равнины, а также русел и пойм. Отложения литифицированные и слабо литифицированные. Встречаются плотные, крепкие известковые разности вплоть до тонких прослоев известняков.

По минералогическому составу породы полевошпатово-кварцевые: содержание кварца изменяется от 44 до 66 %; калиевых полевых шпатов – от 26 до 40 %; плагиоклазов от 1 до 2,5 %, обломков пород – до 5,5 %. В породе кое-где встречаются линзочки углистого и углисто-глинистого материала. Полевые шпаты пелитизированы и серицитизированы, встречаются и чистые разности с микроклиновой решеткой (вновь образованные). Продукты выветривания полевых шпатов наблюдаются в виде щеток на поверхности

минералов, а также выполняют поровое пространство. Цемент хлорит-гидрослюдисто-каолинитового состава. По типу поровый, базально-поровый, базальный, контактово-поровый, пленочно-поровый.

По гранулометрическому составу породы песчано глинистые. Содержание песчаной фракции варьирует от 10 до 60 %. Обломочного материала до 80-95 %, цемента – 5-20 %. Сортировка обломочного материала разная – от практически несортированной до средней, реже хорошей.

Открытая пористость пород-коллекторов в пределах 11,6-34,2 %, проницаемость – $1,89-3594 \times 10^{-15} \text{ м}^2$.

Покрышкой пласта является переслаивающаяся толща глинисто-углистых и глинисто-алевролитовых пород, содержащих прослой углей. Толщина покрышки в пределах 6-20 м. Аргиллиты темно-серого цвета, глиноподобные, вязкие, углистые аргиллиты черного цвета, плитчатые, тонкогоризонтальнослоистые, алевролиты серые, местами до темно-серых, горизонтально- и косослоистые. Слоистость обусловлена наличием прослоев мелкозернистого песчаного материала серого цвета. В породе встречаются углистые прослой различной мощности. Открытая пористость изменяется от 1,18 до 15,9 %. Проницаемость – от 0,04 до $131,8 \times 10^{-15} \text{ м}^2$.

К северу месторождения хорошо отслеживается покрышка, разделяющая пласт-коллектор Як-III от пласта-коллектора Як-IV-VII. Она представлена толщей переслаивающихся аргиллитов, алевролитов и их переходных разностей, содержащих прослой углей. Аргиллиты черные, местами рассланцованные (хрупкие) с тонкими горизонтальными и косыми прослоями алевролитов. Алевролиты серые, местами до черного цвета, плитчатые, глинистые. По плоскостям напластования содержат намывы тонкозернистого песчаного материала. Открытая пористость изменяется от 8,4 до 20,9 %. Проницаемость не изучена.

1.3.3 Суходудинский продуктивный уровень

Пласт-коллектор Сд-IX охарактеризован керновым материалом в скважинах 164, 165, 184, СВн-1. Сложен мелкозернистыми песчаниками и алевропесчаниками серого и светло-серого цвета, содержащими редкие тонкие прослойки углистого аргиллита. Порода разной литификации - от плотных, крепких карбонатизированных разностей, до слабо литифицированных, практически песков. По вещественному составу в песчаниках до 80 % обломочного материала, представленного кварцем – 45 %, полевым шпатом - 41-42 %, обломками пород – 3-4 % (кремнистые, кварцевые песчаники, филлитизированные обломки). Зерна угловатые до слабо окатанных, форма зерен изометричная, удлиненная, неправильно-таблитчатая. В породе встречаются единичные чешуйки биотита и мусковита длиной до 0,5-0,35 мм. Цементирующей массы до 20 %, по составу карбоната до 15 %, глинисто-гидрослюдистого материала – 3-7%, хлорита – 1 %.

Открытая пористость пласта-коллектора Сд-IX – 15,6-26,9 %, проницаемость – $2-1800 \times 10^{-15} \text{ м}^2$.

Покрышкой служат аргиллиты темно-серого до черного цвета, плотные, крепкие, горизонтально-линзовиднослоистые. Слоистость образована тонкими прослоями и маленькими линзочками песчаного материала.

1.3.4 Нижнехетский продуктивный уровень

Продуктивными являются пласты Нх-I, III, IV, представляющими сложный баровый комплекс, образованный сливающимися линейно вытянутыми алевропесчаными линзами.

Пласт-коллектор Нх-I интерпретируется как вдольбереговой регрессивный бар, выклинивающийся в северной части территории. Сложен алевролитами, алевропесчаниками и тонкозернистыми песчаниками, серого и светло-серого цвета, горизонтально-, косо- и линзовиднослоистыми. Слоистость обусловлена тонкими прослоями аргиллитов темно-серого цвета. По плоскостям напластования намывы углистого материала, темной и светлой слюды. По гранулометрическому составу преобладает алевритовая фракция до 76 %, сумма песчаной фракции до 50-70 %, среди которой преобладает мелкозернистая фракция. Обломочного материала в породе 65-85 %, зерна от угловатых до слабоокатанных, по форме изометричные, вытянутые, таблитчатые. Цемент в породе – 15-35 %, по типу поровый, по составу глинисто-гидрослюдистый – 16-17% иногда с примесью битума; хлорит – 2-3 %, светло-зеленого, цвета длиной 0,1-0,2 мм; карбонат (кальцит) – 1-10 %. Присутствие карбонатного цемента ухудшает емкостные параметры песчаников пласта. В породе встречаются до 1 % пустых пор, размеры которых не превышают размер обломочного материала.

По вещественному составу порода полевошпат-кварцевая: кварца – 50 %; среди полевых шпатов преобладают калиевые разновидности – 43-45 %; обломков пород – 2-4 %, представленных кремнистым и кварцево-углистым материалом; слюд мало – до 1 %, преимущественно мусковит длиной до 0,3-0,35 мм и буровато-коричневый биотит – 0,3-0,4 мм. Полевые шпаты частично пелитизированные и серицитизированные.

Открытая пористость пласта-коллектора Нх-I варьирует в пределах 10-23 %; проницаемость – $0,15-1732 \times 10^{-15} \text{ м}^2$. Большой разброс значений проницаемости песчаников пласта объясняется плохой сортировкой обломочного материала, увеличением карбонатного цемента в породе, зачастую исследованием только уплотненных образцов.

Покрышкой пласта являются отложения лагунного типа – тонкие, ритмично-слоистые алевролиты и аргиллиты и глинистые отложения открытого моря. Толщина покрышки, примерно, 30-50 м. Аргиллиты темно-серые до черных, некарбонатные, плотные, хрупкие. Алевролиты серые, глинисто-слюдистые и глинисто-карбонатные. В породе встречаются намывы углистого материала и включения обломков углей. Открытая пористость варьирует в пределах 0,5-10 %, проницаемость – $0,001-8 \times 10^{-15} \text{ м}^2$.

Пласты-коллекторы Нх-III-IV. Пласты-коллекторы Нх-III-IV интерпретируются как баровые тела, формирование которых происходило как в условиях прерывистого развития трансгрессий и регрессий, так и при кратковременной стабилизации уровня моря. Перемычкой между ними является пачка углисто-глинистых пород толщиной 2 м в южной части площади, к северу она опесчанивается.

На заключительном этапе формирования пласт Нх-IV представлял собой

остров, породы которого отличаются улучшенными емкостными параметрами по сравнению с выше- и нижележащими отложениями пластов-коллекторов Нх-III и Нх-IV, в соответствии с этим отложения «островной» части пласта Нх-IV названы «суперколлектором».

Породы пластов-коллекторов Нх-III-IV представлены переслаивающейся толщей алевро-песчаных пород с прослоями глинистых и карбонатных пород разной толщины. Порода светло-серого цвета с зеленоватым и буроватым оттенком, в разной степени карбонатизированная, глинистая. В песчаниках встречаются тонкие прослойки аргиллитов, обломки черных и коричневых глин, обломки фауны и кремнистых пород. Породы «суперколлектора» сложены, преимущественно, однородными песчаниками светло-серого цвета, косослоистыми, с послойными включениями углистого детрита, обломками углефицированной, слабо ожелезненной древесины, с рассеянными глинистыми окатышами.

Эффективная толщина пластов Нх-III-IV изменяется от 28,9 м (скв. 133PL) до 59,1 (скв. 195). Средняя песчанистость - 0,75, от 0,57 в скважине Вн-16 до 0,93 в скважине Вн-12.

По гранулометрическому составу сумма песчаной фракции в скважинах варьирует от 5 до 50 %, алевроитовой фракции – от 30 до 60 % . Обломочного материала в породе – 60-85 %. Зерна от угловатых до слабоокатанных, в «суперколлекторе» – полуокатанные и окатанные. Сортировка материала разная: от плохой до хорошей, в «суперколлекторе» – средняя и хорошая.

По минералогическому составу порода полевошпат-кварцевая. Содержание кварца от 35-55 %, полевого шпата – 25-40 %, обломков пород – 3-10%, представленных агрегатным кварцем, микрокварцитами, эффузивами, филлитами. Среди полевых шпатов, в одних прослоях преобладают калиевые полевые шпаты, в других – плагиоклазы. Среди обломков пород встречаются обрывки и обломки углистого материала. Полевые шпаты пелитизированы и серицитизированы. Цемент глинисто-гидрослюдистый (10-20 %), карбонатный (1-20 %), хлоритовый (1-2 %). Карбонатный материал представлен, преимущественно, кальцитом, реже доломитом. Минералогический состав пород суперколлектора отличается отсутствием карбонатного цемента, в связи с этим отмечается уменьшение объемной плотности пород в сравнении с породами пласта Нх-III-IV, не относящимися к породам суперколлектора.

Открытая пористость коллекторов меняется от 15 до 25 %, проницаемость – от 1 до $2560 \times 10^{-15} \text{ м}^2$. Открытая пористость отложений «суперколлектора» пласта-коллектора Нх-IV меняется в пределах 14,3-25 %; проницаемость – $1,8-2695 \times 10^{-15} \text{ м}^2$.

Покрышкой для пластов Нх-III-IV является региональный флюидоупор, представленный мощной толщей алевропелитовых пород морского генезиса, мощностью до 100 м. Порода серого и темно-серого почти черного цвета, глинисто-слюдистая, участками карбонатизирована. Открытая пористость пород покрышки изменяется от 0,5 до 20 %, проницаемость – от 0,001 до $10,3 \times 10^{-15} \text{ м}^2$.

1.4 Нефтегазоносность месторождения

Ванкорское месторождение расположено в Большехетском нефтегазоносном районе (НГР) Пур-Тазовской нефтегазоносной области (НГО) на территории Красноярского края (рисунок 1), где первые промышленные залежи углеводородов (газа) были открыты в 1972 году на Сузунской площади в отложениях суходудинской свиты. На этой же площади в 1984 году испытанием скважины Сз-3 доказана промышленная нефтегазоносность нижнехетской свиты.

Промышленная продуктивность Большехетского НГР в последующем подтверждена открытием Лодочного, Тагульского и Ванкорского газонефтяных месторождений.

На Лодочном месторождении промышленные притоки нефти и газа получены из отложений нижнехетской свиты, также выявлены залежи углеводородов в горизонтах-коллекторах малохетской и яковлевской свит. На Тагульском месторождении основные залежи нефти и газа приурочены к пластам-коллекторам яковлевской свиты, также промышленные притоки газа и нефти получены из отложений долганской и малохетской свит.

На Ванкорском месторождении получены промышленные притоки нефти и газа из отложений долганской, яковлевской, суходудинской и нижнехетской свит. Всего выявлено семь залежей углеводородов. Ниже дается описание этих залежей.

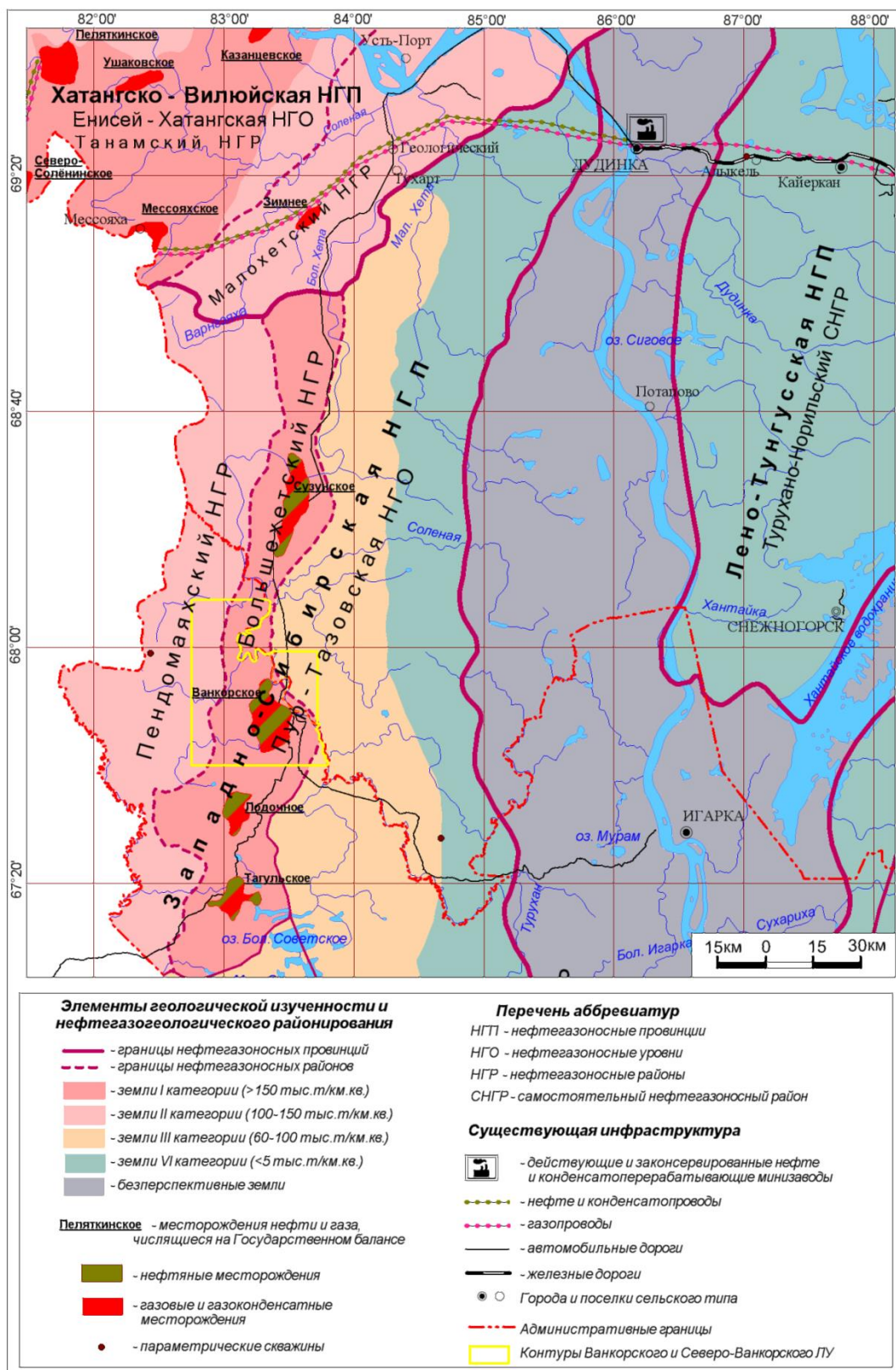


Рисунок 1 - Выкопировка из карты перспектив нефтегазоносности и действующей инфраструктуры нефтяной и газовой промышленности Красноярского края, под ред. Конторовича А.А., 2002 г., масштаб 1:2 000 000

1.5 Характеристика залежей нефти и газа

По величине запасов Ванкорское месторождение относится к уникальным, газонефтеконденсатным по фазовому составу углеводородов и сложное по своему строению.

Месторождение является многозалежным, на Государственном балансе на 01.01 2013 г. числятся газовая залежь - Дл-I-III, приуроченная к долганской свите, три газонефтяных залежи - Як-I и Як-II, Як-III-VII приуроченные к яковлевской, две нефтяные залежи - Сд-IX и Нх-I, приуроченные к суходудинской и нижнехетской свитам и одна Нх-III-IV – нефтегазоконденсатная нижнехетской свиты.

Залежь пластов Дл-I-III газовая, пластовая, сводовая. ГВК принят на абсолютной отметке -978,6 м. Размеры залежи 29,5 x 11,6 км, площадь газоносности составляет 230,7 км², высота 60,4 м. Эффективная газонасыщенная толщина в скважинах изменяется от 3,1 м (скв. 168) до 38,5 м (скв. Вн-8), составляя в среднем по залежи 11,9 м.

Залежи пласта Як-I контролируются северным и южным куполами.

Залежь пласта Як-I северного купола - нефтегазовая, пластовая, сводовая литологически экранированная. Размер залежи – 7,6x4,6 км, её площадь составляет 25 км². ГНК установлен на а.о. – 1579.9 м по данным ГИС, а также подтвержден данными испытаний MDT в скважине 164 (на глубине -1577.7 м по прокачке газ, на глубине -1580,5 м отобрана проба нефти). ВНК варьируется от а.о. -1581 м (162 скважина) до -1589 м (скважина 517PL). Эффективная газонасыщенная толщина в разрезах скважин изменяется от 0,6 м (скв. 378) до 9,7 м (скв. 248), составляя в среднем по залежи 3,2 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина в разрезах скважин изменяется от 0,5 м (скв. 519PL) до 10,6 м (скв.192), составляя в среднем по залежи 2,2 м.

Залежь Як-I-1 южного купола – газовая, пластовая, сводовая литологически экранированная. Положение ГВК принято на а.о. -1588 м по данным испытаний MDT в скважине 734PL, где на глубине -1587.6 м отобрана проба газа. Размеры залежи 5,5x3,6 км, её площадь составляет 9,7 км². Эффективная газонасыщенная толщина изменяется от 0,6 м (скв. 378) до 6,7 м (скв. 393), составляя в среднем по залежи 1,8 м. Остальная преобладающая южная часть залежь водонасыщена, также ограничена зонами глинизации.

Залежь Як-I-2 южного купола – газовая, пластовая, сводовая литологически экранированная. По данным ГИС в 11 скважинах (339, 953, 948, 947, 940, 827, 722, 722PL, 952, 354, 935) выделены газонасыщенные прослои. Эффективная газонасыщенная толщина изменяется от 0,7 м (скв. 722) до 3,4 м (скв. 953), составляя в среднем по залежи 1,8 м. ГВК вскрыт двумя скважинами (953, 948) и принят на а.о. -1560 м по данным ГИС. Размеры залежи 3,5x2,3 км, её площадь составляет 6,2 км².

Залежь пласта Як-II южного купола – нефтегазовая, пластовая, сводовая литологически экранированная, площадью 73 км². Ранее принятый

на а.о. -1596,9 м (скв. 392PL) ГНК пласта изменился и равен -1600 м. (по подошве газа в скважинах 635, 364PL). Согласно результатам испытаний MDT в скважине 734PL, на глубине -1598,6 м получен приток газа и произведен отбор пробы. Положение ВНК по данным ГИС изменяется от -1621,1 м (скв.190) по подошве насыщенного коллектора до -1635,6 м (скв. 729). Поверхность ВНК имеет общий наклон в юго-западном направлении. Нефтенасыщенные толщины в скважинах изменяются от 0,7 м (скв.512) до 7,2 м (скв. 101 и 151). Газонасыщенные толщины изменяются от 0,5 м (скв. 969) до 8,4 м (скв. 734PL).

Залежь пласта Як-II южного купола – нефтегазовая, пластовая, сводовая литологически экранированная, площадью 73 км². Ранее принятый на а.о. -1596,9 м (скв. 392PL) ГНК пласта изменился и равен -1600 м. (по подошве газа в скважинах 635, 364PL). Согласно результатам испытаний MDT в скважине 734PL, на глубине -1598,6 м получен приток газа и произведен отбор пробы. Положение ВНК по данным ГИС изменяется от -1621,1 м (скв.190) по подошве насыщенного коллектора до -1635,6 м (скв. 729). Поверхность ВНК имеет общий наклон в юго-западном направлении. Нефтенасыщенные толщины в скважинах изменяются от 0,7 м (скв.512) до 7,2 м (скв. 101 и 151). Газонасыщенные толщины изменяются от 0,5 м (скв. 969) до 8,4 м (скв. 734PL).

Залежь пласта Як III северного купола – нефтяная, пластовая, сводовая, литологически экранированная, которая отделена от пластов Як IV-VII слаборадиоактивной пачкой алеврито-углисто-глинистых пород. Нефтенасыщение пласта Як-III, подтверждается пробами нефти на а.о. -1594,5 м и -1600,5 м (скв. 164). Пробы нефти отобранные из скв. 159 на а.о. -1600,7 и -1604,6 м с плотностью – 890,5 и 892 кг/м³ (при средней плотности для Як III-VII 902 кг/м³), подтверждают изолированность данного объекта. ВНК в северной части Як-III условно принят на -1626,5 м (по подошве коллектора скважины 188). Нефтенасыщенные толщины песчаной линзы варьируются от 0,2 м (скв. 506PL) до 10,3 м (скв. 168), составляя в среднем 4м.

Залежь пластов Як-III-VII газонефтяная, массивная, сводовая. ГНК южного купола принят на абсолютной отметке -1600 м. ГНК северного купола - на абсолютной отметке -1616 м. Положение ВНК изменяется от -1632 м (116) до -1653,4 м (СВн-4), доказанный опробованием уровень нефтенасыщения – 1647,4 м (Вн-6).

Размер залежи 29x11,5 км, её площадь составляет 248,5 км², высота нефтенасыщенной части залежи – 50 м, газонасыщенной – 25 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина в разрезах скважин изменяется от 0,5 м (скважина 702) до 39,8 м (скважина 736), составляя в среднем по залежи 17,9 м. Минимальная эффективная газонасыщенная толщина в скважинах 541 и 632 составляет 0,4 м, максимальная достигает 22,2 м (скв. 819), а в среднем по залежи составляет 7,4 м.

Залежь пласта Сд-IX газонефтяная, массивная, сводовая, тектонически экранированная. Залежь контролируется северным куполом месторождения,

размеры залежи составляют 5,8х4 км, ее площадь составляет 20,3 км², высота - 25 м. Газовая шапка выделена по результатам опробования в скв.164 пластоиспытателем MDT, где на а.о. -2363 м и -2368 м получен приток газа. Данные эксплуатации горизонтальных скважин 1001 и 1002 (обе работают с повышенным ГФ 800-900 м³/т) также подтверждают наличие газовой шапки. Эффективная нефтенасыщенная толщина составляет в среднем 3,5 м, газонасыщенная – 1,4 м. ВНК принят на абсолютной отметке -2375 м, ГНК – 2368 м.

Залежь пласта Нх-I газонефтяная, пластовая, сводовая, литологически экранированная. Положение ВНК изменяется от –2646,9 м (Вн-17) до –2672,5 м (ВЛд-1), доказанный опробованием уровень нефтенасыщения –2646,6 м (Свн-4) и -2666 (ВЛд-1). В восточной части залежи, в районе скважины СВн-2, залежь ограничена зоной глинизации, шириной около 5 км. Размеры залежи 33,5х8,9-13,9 км, её площадь составляет 312 км², высота 115 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина, вскрытая скважинами, изменяется от 0,7 (161) до 18,5 м (120PL), составляя в среднем по залежи 7,3 м.

Газонефтяной контакт выделен на абсолютной отметке -2553,4 м по результатам опробования пластоиспытателем MDT скважины 358. Эффективная газонасыщенная толщина в среднем по залежи составила 1 м. В сводовой части пласта, в скважинах №№ 830, 716 и 120, был определен высокий газовый фактор (3000 м³/т, 2000 м³/т и 1000 м³/т, соответственно) и выделена газовая шапка.

Залежь Нх-III-IV нефтегазоконденсатная, пластовая, сводовая. ГНК принят на абсолютной глубине –2716 м. Положение ВНК изменяется от –2747,1 м (скв. 160) до –2766,8 м (скв. Вн-10), доказанный опробованием уровень нефтенасыщения –2761,1 м (Вн-10). Размеры залежи 30х11,5 км, её площадь составляет 287,3 км², высота нефтенасыщенной части залежи – 44 м, газонасыщенной – 56 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется в скважинах от 1,2 м (скв.327) до 39,7 м (Вн-10), составляя в среднем по залежи 17,2 м. Эффективная газонасыщенная толщина - от 0,7 м (скв. 157PL) до 42,6 м (скв. 342), и составляет в среднем по залежи 14,5 м.

1.6 Состав и свойства пластовых флюидов

1.6.1 Пласт Дл-I-III

Состав и свойства свободного газа пласта Дл-I-III изучены на примере 23 пробы газа. Свободный газ сухой, содержание метана составляет 43,4-99,2 %, в среднем 90,07 %. В среднем газ содержит 0,103 % этана, 0,009% пропана, 0,003 % изо-бутана, 0,005 % нормального бутана, 0,002% изо-пентана, 0,002 % нормального пентана, 0,002 % гексана+высшие УВ, 9,1 % азота, 0,71 % углекислоты. Критическое давление в среднем составило 4,51 МПа, критическая температура – 185,6 К. Плотность газа в среднем составляет 0,714 кг/м³ (относительная по воздуху – 0,593).

Состав и свойства газа, растворенного в воде пласта Дл-I-III, изучены на примере 1 пробы газа. Свободный газ сухой, содержание метана составляет 88 %. В среднем газ содержит 0,031 % этана, 0,1% пропана, 0,05 % изо-бутана, 0,08 % нормального бутана, 0,04% изо-пентана, 0,001 % нормального пентана, 0,025 % гексана+высшие УВ, 1,05 % азота, 10,6 % углекислоты. Плотность газа в стандартных условиях составляет 0,804 кг/м³ (относительная по воздуху – 0,667).

1.6.2 Пласт Як-I

Свойства свободного газа изучены на примере 1 пробы. Свободный газ сухой, содержание метана составляет 98,7 %. Газ содержит 0,9 % этана, 0,01 % пропана, 0,003 % изо-бутана, 0,006 % нормального бутана, 0,002 % изо-пентана, 0,002 % нормального пентана, 0,002 % гексана+высшие УВ, 0,3% азота, 0,008 % углекислоты. Критическое давление пробы газа в составило 4,6 МПа, критическая температура – 191,7 К. Плотность газа в стандартных условиях составляет 0,678 кг/м³ (относительная по воздуху – 0,563).

Состав и свойства пластовой нефти представлены 2 глубинными пробами нефти. Для определения состава и свойств глубинной нефти проведено однократное и дифференциальное разгазирование. Согласно результатам исследования глубинных проб, содержащаяся в них нефть имеет в газонасыщенном состоянии плотность в интервале 0,864-0,876 г/см³ (среднее – 0,87 г/см³), вязкость динамическая пластовой нефти составляет 20,57-23,23 мПа*с (среднее – 21,9 мПа*с), газосодержание 44,9-46,7 м³/т (среднее – 45,8 м³/т), давление насыщения, определенное по пробе, составляет 12,9-13,0 МПа (среднее – 12,95 МПа), объемный коэффициент 1,074-1,088 (среднее – 1,081). Плотность сепарированной нефти в стандартных условиях согласно результатам дифференциального разгазирования пластовой нефти составила 0,9116 г/см³.

После сепарации глубинных проб нефти был определен состав и свойства растворенного газа (2 образца) и сепарированной нефти в стандартных условиях (2 образца). Газ состоит из метана (97,96-99,5 %, в среднем 98,71 %), этана (0,124-1,761 %, в среднем 0,943 %), пропана (0,004-0,008 %, в среднем 0,006 %), i-бутана (0,019-0,05 %, в среднем 0,035 %), n-бутана (0,001-0,002 %, в среднем 0,0015 %), гелия в среднем 0,004%, углекислого газа (0,039-0,08 %, в среднем 0,06 %), азота (0,072-0,207 %, в среднем 0,14 %). Газ сухой, содержание C₅₊ в среднем равно 0,14 %. Плотность газа в стандартных условиях составляет 0,679 кг/м³ (относительная по воздуху – 0,564).

Нефть после сепарации битуминозная, плотность в среднем равна 0,912 г/см³, высоковязкая, динамическая вязкость при 20 °С в среднем составляет – 190 мПа*с. Содержание серы в нефтях составляет 0,195 %, что отнести нефть пласта Як-I к типу малосернистых. По количеству парафинов нефти классифицируются как малопарафинистые, его содержание равно 0,42 %.

Потенциальное содержание фракций, выкипающих до 250 °С, составляет 1,25 %, до 300 °С – 9,75 %. Температура начала кипения нефти составляет +232,5 °С. Нефти по содержанию смол относятся к смолистому типу, количество смолистых компонентов равно 9,56 %. Концентрация асфальтенов составляет 0,33 %. Температура застывания нефтей равна -40 °С.

1.6.3 Пласт Як-II

Состав и свойства свободного газа пласта Як-II представлены 3 пробами. Газ сухой, содержание метана составляет 98,75-98,92 %, в среднем 98,85 %. В среднем газ содержит 0,83 % этана, 0,012 % пропана, 0,023 % изобутана, 0,003 % нормального бутана, 0,01 % изо-пентана, 0,001 % нормального пентана, 0,046 % гексана+высшие УВ, 0,21 % азота, 0,01 % углекислоты. Критические параметры свободного газа пласта Як-II схожи с Як-I и составляют: критическое давление – 4,6 МПа, критическая температура – 191,6 К. Плотность газа в стандартных условиях составляет 0,676 кг/м³ (относительная по воздуху – 0,562).

1.6.4 Пласт Як-III

Состав и свойства пластовой нефти охарактеризованы 5 глубинными пробами нефти. Согласно результатам однократного разгазирования глубинных проб, содержащаяся в них нефть имеет в газонасыщенном состоянии плотность в интервале 0,8152-0,8674 г/см³ (среднее – 0,837 г/см³), вязкость динамическая 6,27-14,53 мПа·с (среднее – 8,34), газосодержание 48,61-64,1 м³/т (среднее – 50,7), давление насыщения 6,3-15,9 МПа (среднее – 12,91), объемный коэффициент 1,079-1,133 (среднее – 1,103). Плотность сепарированной нефти в стандартных условиях согласно результатам дифференциального разгазирования пластовой нефти составила 0,8932 г/см³.

После сепарации глубинных проб нефти был определен состав и свойства растворенного газа (4 образца) и сепарированной нефти в стандартных условиях (5 образцов).

Нефть после сепарации тяжелая, плотность в среднем равна 0,893 г/см³, высоковязкая, динамическая вязкость при 20 °С в среднем составляет 63,16 мПа·с. Содержание серы в нефтях составляет 0,18 %, по количеству серы нефть относится к типу малосернистых. По количеству парафинов нефти классифицируются как малопарафинистые, его содержание равно 1 %. Температура плавления парафинов в среднем составила плюс 65 °С. Потенциальное содержание фракций, выкипающих до 200 °С, составляет 8,0 %, до 300 °С – 24 %. Температура начала кипения нефти составляет плюс 162 °С. Нефти по содержанию смол относятся к смолистому типу, количество смолистых компонентов равно 8,3 %. Концентрация асфальтенов составляет 0,28 %. Температура застывания нефтей равна минус 38,7 °С.

Согласно анализу растворенного газа, газ состоит из метана (94,12-99,52 %, в среднем 96,93 %), этана (0,104-2,343 %, в среднем 1,226 %), пропана (0,009-0,108 %, в среднем 0,065 %), i-бутана (0,134-0,353 %, в среднем 0,158 %), n-бутана (0,003-0,21 %, в среднем 0,08 %), гелия в среднем 0,015 %, углекислого газа в среднем 0,371 %, азота в среднем 0,6 %. Газ сухой, содержание C_{5+} в среднем равно 0,75 %. Плотность газа в стандартных условиях составляет 0,703 кг/м³ (относительная по воздуху – 0,584).

1.6.5 Пласт Як-III-VII

Состав и свойства свободного газа пласта Як-III-VII изучены на примере 5 проб. Свободный газ сухой, содержание метана составляет 89,7-99,2 %, в среднем 95,3 %. В среднем газ содержит 0,224 % этана, 0,006 % пропана, 0,016 % изо-бутана, 0,003 % нормального бутана, 0,008 % изопентана, 0,002 % нормального пентана, 0,087 % гексана+высшие УВ, 3,75 % азота, 0,57 % углекислоты. Критическое давление в среднем составило 4,57 МПа, критическая температура – 189,3 К.

Свойства пластовой нефти охарактеризованы на примере 44 глубинных проб. Плотность нефти в пластовых условиях составляет 0,817-0,886 г/см³ (среднее – 0,854 г/см³), вязкость динамическая 8,8-26,23 мПа·с (среднее – 13,5 мПа·с), газосодержание 23,5-64,8 м³/т (среднее – 50 м³/т), давление насыщения 7,2-16,2 МПа (среднее – 13,4 МПа), объемный коэффициент 1,042-1,148 (среднее – 1,08). Плотность сепарированной нефти в стандартных условиях согласно результатам дифференциального разгазирования пластовой нефти составила 0,9072 г/см³.

Состав и свойства сепарированной нефти исследованы на примере 56 образцов (сумма устьевых проб нефти и проб сепарированных нефтей после разгазирования глубинных проб). Нефть битуминозная, плотность в среднем равна 0,906 г/см³, высоковязкая, динамическая вязкость в стандартных условиях в среднем составляет – 131,75 мПа·с. Содержание серы в нефтях составляет 0,2 %, что относит нефть к типу малосернистых. По количеству парафинов нефти классифицируются как малопарафинистые, его содержание равно 0,92 %. Температура плавления парафина в среднем составила +56оС. Потенциальное содержание фракций, выкипающих до 200 °С, составляет 2,6 %, до 300°С – 20,9 %. Температура начала кипения нефти в среднем составляет +170,8 °С. Нефти по содержанию смол относятся к смолистому типу, количество смолистых компонентов равно 8,71 %. Концентрация асфальтенов составляет 0,41 %. Температура застывания нефти равна -44 °С.

Согласно анализу растворенного газа (39 образцов, полученных после сепарации глубинных проб нефти), газ состоит из метана (79,4-99,7 %, в среднем 95,5 %), этана (0,1-5,15 %, в среднем 1,85 %), пропана (0,009-2,385 %, в среднем 0,2 %), i-бутана (0,006-1,317 %, в среднем 0,18 %), n-бутана (0,006-1,15 %, в среднем 0,1 %), гелия в среднем 0,0015 %, углекислого газа в среднем 0,8 %, азота в среднем 1,06 %. Газ сухой,

содержание C_{5+} в среднем равно 0,036 %. Плотность газа в стандартных условиях составляет 0,71 кг/м³ (относительная по воздуху – 0,589).

1.6.6 Пласт Сд-IX

Состав и свойства свободного газа изучены на примере 1 пробы, отобранной пробоотборником MDT. Газ сухой, содержание метана составляет 98,7 %. Газ содержит 0,7 % этана, 0,02 % пропана, 0,061 % изобутана, 0,004% нормального бутана, 0,016 % изо-пентана, 0,001 % нормального пентана, 0,2 % гексана+высшие УВ, 0,2 % азота, 0,036 % углекислоты. Критическое давление пробы газа составило 4,6 МПа, критическая температура – 192,2 К. Плотность газа в стандартных условиях составляет 0,685 кг/м³ (относительная по воздуху – 0,568).

Свойства пластовой нефти представлены 6 глубинными пробями нефти. Нефть имеет в газонасыщенном состоянии плотность в интервале 0,766-0,8 г/см³ (среднее – 0,782 г/см³), вязкость динамическая 2,04-3,17 мПа·с (среднее – 2,41 мПа·с), газосодержание 65,9-87,8 м³/т (среднее – 82,63 м³/т), давление насыщения 13,3-22,82 МПа (среднее – 19,04 МПа), объемный коэффициент 1,12-1,206 (среднее – 1,17). Плотность сепарированной нефти согласно результатам дифференциального разгазирования пластовой нефти составила 0,8613 г/см³.

Свойства нефти в стандартных условиях охарактеризованы 5 пробями нефти. Нефть средняя, плотность в среднем равна 0,862 г/см³, с повышенной вязкостью, динамическая вязкость в стандартных условиях в среднем составляет 20,4 мПа·с. Содержание серы в нефтях составляет 0,08 %, по количеству серы нефти относятся к типу малосернистых. По количеству парафинов классифицируются как парафинистые, его содержание равно 2,26 %. Температура плавления парафина составляет +50оС. Потенциальное содержание фракций, выкипающих до 200 °С, составляет 11,5 %, до 300°С – 33,2 %. Температура начала кипения нефти составляет +100 °С. Нефти по содержанию смол относятся к смолистому типу, количество смолистых компонентов равно 3,14 %. Концентрация асфальтенов составляет 0,06 %. Температура застывания нефти равна -33,8°С.

Свойства растворенного газа охарактеризованы 6 пробями, полученными после разгазирования глубинных проб нефти. Газ сухой, содержание метана составляет 96,6 %. Газ содержит 1,8 % этана, 0,113 % пропана, 0,384 % изобутана, 0,02% нормального бутана, 0,064 % изо-пентана, 0,007 % нормального пентана, 0,97 % гексана+высшие УВ, 0,09 % азота, 0,037 % углекислоты. Плотность газа в стандартных условиях составляет 0,7207 кг/м³ (относительная по воздуху – 0,599).

1.6.7 Пласт Нх-I

Свободный газ охарактеризован 1 пробой, отобранной пробоотборником MDT. Газ сухой, содержание метана составляет 93,334 %.

Газ содержит 1,31% этана, 1,406 % пропана, 0,544 % изо-бутана, 0,916 % нормального бутана, 0,432 % изо-пентана, 0,413 % нормального пентана, 0,85 % гексана+высшие УВ, 0,77 % азота, 0,008 % уголекислоты. Критическое давление в среднем составило 4,56 МПа, критическая температура – 202,34 К. Плотность газа в стандартных условиях составляет 0,77 кг/м³ (относительная по воздуху – 0,639).

Свойства пластовой нефти охарактеризованы 15 глубинными пробами нефти. Нефть имеет в газонасыщенном состоянии плотность в интервале 0,691-0,761 г/см³ (среднее – 0,722 г/см³), вязкость динамическая 0,78-2,6 мПа·с (среднее – 1,27 мПа·с), газосодержание 89,1-160,22 м³/т (среднее – 125,9 м³/т), давление насыщения 12,89-21,1 МПа (среднее – 17,7 МПа), объемный коэффициент 1,036-1,348 (среднее – 1,26). Плотность сепарированной нефти согласно результатам дифференциального разгазирования пластовой нефти составила 0,8288 г/см³.

Согласно результатам анализа 33 проб нефти в стандартных условиях (сумма устьевых проб нефти и проб сепарированных нефтей после разгазирования глубинных проб). Нефть средняя, плотность в среднем равна 0,842 г/см³, с повышенной вязкостью, динамическая вязкость в стандартных условиях в среднем составляет 21,94 мПа·с. Содержание серы в нефтях составляет 0,13 %, что относит нефть пласта Нх-I по количеству серы к типу малосернистых. По количеству парафинов нефти классифицируются как парафинистые, его содержание равно 4,42 %. Температура плавления парафина составила +57,8. Потенциальное содержание фракций, выкипающих до 200 °С, составляет 21,4 %, до 300°С – 44,52 %. Температура начала кипения нефти составляет +73,8 °С. Нефти по содержанию смол относятся к смолистому типу, количество смолистых компонентов равно 5,01 %. Концентрация асфальтенов в нефтях данного участка низкая и составляет 0,85 %. Температура застывания нефти равна +3,11 °С.

Согласно анализу 14 проб растворенного газа газ состоит из метана (70,4-94 %, в среднем 85,01 %), этана (0,81-7,4 %, в среднем 2,8 %), пропана (0,8-7,1 %, в среднем 3,2 %), i-бутана (0,25-3,7 %, в среднем 1,6 %), n-бутана (0,35-3,9 %, в среднем 2,2 %), уголекислого газа в среднем 0,7%, азота в среднем 0,8 %. Газ сухой, содержание C₅₊ в среднем равно 4,3 %. Плотность газа в стандартных условиях составляет 0,77 кг/м³ (относительная по воздуху – 0,639).

1.6.8 Пласт Нх-III-IV

Состав и свойства свободного газа охарактеризованы 15 пробами. Газ продуктивного пласта Нх-III-IV полужирный, содержание метана составляет 71,7-95,3 %, в среднем 90,3 %. В среднем газ содержит 2,7 % этана, 2 % пропана, 0,98 % изо-бутана, 1,16 % нормального бутана, 0,53 % изо-пентана, 0,35 % нормального пентана, 0,72 % гексана+высшие УВ, 0,96 % азота, 0,3 % уголекислоты. Критическое давление в среднем составило 4,57 МПа,

критическая температура – 203,9 К. Плотность газа в стандартных условиях составляет 0,777 кг/м³ (относительная по воздуху – 0,645).

Состав и свойства пластовой нефти охарактеризованы 40 глубинными пробами. По результатам исследования глубинных проб, содержащаяся в них нефть имеет в газонасыщенном состоянии плотность в интервале 0,675-0,7765 г/см³ (среднее – 0,722 г/см³), вязкость динамическая 0,68-1,75 мПа·с (среднее – 0,98 мПа·с), газосодержание 87,2-255,1 м³/т (среднее – 148,8 м³/т), давление насыщения 12,7-27,96 МПа (среднее – 21,36 МПа), объемный коэффициент 1,18-1,5 (среднее – 1,33). Плотность сепарированной нефти согласно результатам дифференциального разгазирования пластовой нефти составила 0,843 г/см³.

Свойства нефти в стандартных условиях охарактеризованы 66 пробами (сумма устьевых проб нефти и проб сепарированных нефтей после разгазирования глубинных проб). Нефть легкая, плотность в среднем равна 0,847 г/см³, маловязкая, динамическая вязкость в стандартных условиях в среднем составляет 9,68 мПа·с. Содержание серы в нефтях составляет 0,11 %, по количеству серы нефти относят к типу малосернистых. По количеству парафинов нефти классифицируются как парафинистые, его содержание равно 3,89 %. Температура плавления парафина составляет +57,3 оС. Потенциальное содержание фракций, выкипающих до 200 °С, составляет 23,8 %, до 300 °С – 45,9 %. Температура начала кипения нефти составляет +66,7 °С. Нефти по содержанию смол относятся к смолистому типу, количество смолистых компонентов равно 5,54 %. Концентрация асфальтенов составляет 0,43 %. Температура застывания нефтей равна -8 °С. Согласно анализу 30 проб растворенного газа, выделившегося после сепарации глубинных проб нефти. Растворенный в нефти газ состоит из метана (80,3-95,1 %, в среднем 85,9 %), этана (1,5-5,4 %, в среднем 3,45 %), пропана (0,425-5,4 %, в среднем 2,7 %), i-бутана (0,4-2,9 %, в среднем 1,98 %), n-бутана (0,2-3,2 %, в среднем 1,7 %), гелия в среднем 0,004 %, углекислого газа в среднем 0,62 %, азота в среднем 0,25 %. Растворенный газ жирный, содержание C₅₊ в среднем равно 5,1 %. Плотность газа в стандартных условиях составляет 0,89 кг/м³ (относительная по воздуху – 0,739).

2. Сведения о разработке месторождения

2.1 Основные этапы проектирования разработки месторождения

В 1999 г. СП «Енисейнефть» составило «Технико-экономическое обоснование разработки Ванкорского месторождения на условиях СРП» (протокол ЦКР Роснедра от 25.02.1999 г. №2341).

В 2006г. специалистами ОАО «НК «Роснефть», Корпорацией «Шлюмберже Лоджелко Инк» и Компанией «ПетроАльянс Сервисиз Компани Лимитед» подготовлена и защищена «Технологическая схема

разработки Ванкорского месторождения» (протокол №3662 ЦКР Роснедра от 01.06.2006).

В 2008 г. специалистами Компании «ПетроАльянс Сервисиз Компани Лимитед» выполнено «Дополнение к технологической схеме разработки» (протокол ЦКР Роснедра №4307 от 22.05.2008 г.).

В 2008 г. подготовлены и защищены «Подсчет запасов Ванкорского месторождения» (ЗАО «КРАСНОЯРСКГЕОФИЗИКА») и «ТЭО КИН Ванкорского месторождения» (ООО РН-УфаНИПИнефть) (протокол ГКЗ Роснедра №1761 от 31.10.2008 г.)

Основные проектные решения в части разработки утверждены в Технологической схеме 2006 г. В проектном документе было выделено три объекта разработки - Як-II-VII (газонефтяная залежь), Нх-III-IV (нефтегазоконденсатная залежь), Нх-I (нефтяная залежь). По эксплуатационному объекту Як-II-VII принята самостоятельная блочно-квадратная система размещения горизонтальных скважин с расстоянием между скважинами и длиной горизонтального ствола 1000 м, по объектам Нх-I и Нх-III-IV принята самостоятельная однорядная треугольная система размещения горизонтальных скважин с длиной ствола и расстоянием между скважинами 1000 м, предлагалась совместно-раздельная эксплуатация пластов Нх-I и Нх-III-IV, фонд скважин за весь период разработки – 250 ед, в т.ч. горизонтальных добывающих – 137 ед., нагнетательных – 73 ед., газонагнетательных – 9 ед., водозаборных – 31 ед.

В 2009 г. принят действующий проектный документ «Дополнение к технологической схеме разработки Ванкорского месторождения», выполненный ООО «РН-УфаНИПИнефть» и уточняющий технологические решения и уровни добычи УВ (протокол №4540 ЦКР Роснедра от 19.03.2009).

Целью «Дополнения к технологической схеме разработки» являлась разработка Программы исследований добывных возможностей скважин в период до начала промышленной разработки, а также комплексных гидродинамических исследований для получения новой информации о коллекторских и физических свойствах пластов и пластовых флюидов.

Основные проектные решения протокола ЦКР Роснедра №4540 от 19.03.2009 г.:

Выделение шести эксплуатационных объектов: двух нефтяных: Сд-IX и Нх-I, газонефтяного Як-III-VII, нефтегазоконденсатного Нх-III-IV, двух газовых: Дл-I-III и Як-I-II. Разработка нефтяных объектов с поддержанием пластового давления; газовых объектов на естественном режиме.

Основные технологические показатели, максимальные проектные уровни:

- добычи нефти – 25208,5 тыс.т. (2017 г.);
- добычи газового конденсата – 322,1 тыс.т. (2015 г.);
- добычи жидкости – 54291,3 тыс.т. (2031 г.);
- закачки воды – 61720,0 тыс.м³ (2020 г.);
- добычи свободного газа – 4121,34 млн.м³ (2023 г.);

добычи растворённого газа – 6897,0 млн.м³ (2013 г.);
использования растворённого газа – не менее 98% (2012 г.).

Системы размещения скважин: объект Сд-IX – радиальная схема размещения горизонтальных скважин с длиной горизонтального участка 1000 м); объект Нх-I – однорядная схема размещения горизонтальных скважин с расстоянием между скважинами и длиной горизонтального участка 1000 м; объект Як-III-VII – блочно-квадратная схема размещения скважин с расстоянием между скважинами 1000 м, длина горизонтального участка добывающих скважин 1000м; объект Нх-III-IV – однорядная схема размещения скважин с расстоянием между скважинами 1000 м, длина горизонтального участка 1000 м; объект Дл-I-III – избирательная схема размещения скважин; объект Як-I-II – избирательная схема размещения скважин.

Общий фонд скважин – 557, в т.ч. добывающих 261 (из них горизонтальных – 252, 9 вертикальных, вводимых из консервации), нагнетательных – 174 (из них горизонтальных – 62, наклонно-направленных нагнетательных – 112), газовых – 21, газонагнетательных – 6, водозаборных – 76, наблюдательных – 10. Бурение 169 боковых стволов. Накопленная добыча нефти – 520 147 тыс.т.

Достижение КИН по месторождению по категории ВС₁ – 0,436, в таблице 2 представлены КИНЫ по объектам.

Таблица 2 - Значение КИН для объектов Ванкорского месторождения

Объект	КИН	Коэф	Квыт
Як-III-VII	0,462	0,875	0,528
Нх-I	0,371	0,851	0,436
Нх-III-IV	0,407	0,786	0,518
Сд-IX	0,323	0,654	0,494

В 2008 году в связи с изменением геологического строения по результатам бурения скважин выполнен оперативный пересчет запасов нефти и газа и утверждены ГКЗ Роснедра (протокол №1761-дсп от 31.10.2008 г.) геологические и извлекаемые запасы углеводородов (нефти, конденсата, растворенного газа, газа газовых шапок и свободного газа). В ТЭО КИН приняты коэффициенты извлечения нефти: Як-III-VII - 0,462, Сд-IX - 0,323, Нх-I - 0,371, Нх-III-IV- 0,407, в целом по месторождению – 0,434.

В 2010 году выполнен оперативный пересчет запасов нефти и газа Ванкорского НГКМ, в котором зафиксировано существенное снижение геологических запасов нефти по основным объектам разработки – пластам Як-III-VII и Нх-III-IV, основанное на результатах эксплуатационного бурения более двухсот новых скважин.

В 2011 году по результатам бурения и ввода в эксплуатацию скважин, исследований ГИС пилотных и транзитных стволов с учетом результатов исследований керна, проведенных в 2011 году, проведена корректировка

принятых моделей, выполнен оперативный подсчет запасов и утвержден Роснедра (протокол №18/136-пр от 20.02.2012 г.).

В 2011 году принят действующий проектный документ «Дополнение к технологической схеме разработки Ванкорского месторождения», выполненный ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть» (протокол ЦКР Роснедра № 5299 от 23.12.2011 г.).

В 2012 году по результатам эксплуатационного бурения и ввода в эксплуатацию скважин в северной части залежи произошло изменение в состоянии категорийности запасов по объектам Нх-I и Нх-III-IV и выполнен оперативный подсчет запасов утвержденный Роснедра (протокол №18/136-пр от 20.02.2012 г.).

В 2012 году принят корректирующий проектный документ «Дополнение к технологической схеме разработки Ванкорского месторождения», выполненный ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть» (протокол ЦКР Роснедра № 5462 от 15.11.2012 г.).

Решения ДТСР 2012 года соответствуют проектным решениям ДТСР 2011 года. Корректировки, внесенные в объем добычи свободного газа объекта разработки Дл-I-III в 2012 году, продиктованы увеличением потребления газа на собственные нужды, а именно на выработку электроэнергии.

Основные проектные решения:

выделение шести эксплуатационных объектов: двух нефтяных: Сд-IX и Нх-I, газонефтяного Як-III-VII, нефтегазоконденсатного Нх-III-IV, двух газовых: Дл-I-III и Як-I-II:

разработка нефтяных объектов с поддержанием пластового давления; газовых объектов на естественном режиме;

максимальные проектные уровни:

добычи нефти- 25170 тыс.т. (2016г.)

добычи газового конденсата-348 тыс.т. (2013г.)

добычи жидкости- 60906 тыс.т. (2036г.)

закачки воды- 64036 тыс.м³ (2018г.)

закачка газа- 2500 млн.м³ (2013г.)

добычи свободного газа- 2666 млн.м³ (2018г.)

добычи газа из газовых шапок- 4235 млн.м³ (2016г.)

добычи растворённого газа- 2725 млн.м³ (2016г.)

использование растворённого газа – не менее 95% (2014г.)

системы размещения скважин: объект СД-IX (радиальная схема размещения горизонтальных скважин с длиной горизонтального участка 1000 м); объект Нх-I (однорядная схема размещения горизонтальных скважин с расстоянием между скважинами и длиной горизонтального участка 1000 м); объект Як-III-VII (блочно-квадратная схема размещения скважин с расстоянием между скважинами 1000 м, длина горизонтального участка добывающих скважин 1000 м, по северной части предполагается уплотнение до 700 м при длине ствола 700 м); объект Нх-III-IV (однорядная схема размещения скважин с расстоянием между скважинами 1000 м, длина

горизонтального участка 1000 м); объект Дл-I-III (избирательная схема размещения скважин с длиной ствола 300 м); объект Як-I-II (избирательная схема размещения скважин, за счет перевода скважин с нижележащего объекта Як-III-VII).

Общий фонд скважин – 586, в т.ч. добывающих 311 (все горизонтальные), нагнетательных – 161 (из них горизонтальных – 51), газовых – 22, газонагнетательных – 6, водозаборных – 76, наблюдательных – 10.

Накопленная добыча нефти – 481718 тыс.т. Достижение КИН по месторождению по категории ВС₁ – 0,436.

2.2 Характеристика текущего состояния разработки месторождения в целом

Основные эксплуатационные объекты добывающие нефть - Як-III-VII, Нх-I, Нх-III-VII, газ - Дл-I-III.

По состоянию на 01.01.2013 г. на Ванкорском месторождении пробурено 206 добывающих скважин на основные эксплуатационные объекты, в т.ч. 124 скважины на объект Як-III-VII, 55 скважин на Нх-III-IV, 27 скважин – на Нх-I, 12 газовых – Дл-I-III, 125 – нагнетательных (48–Як-III-VII, 49–Нх-III-IV, 28 - Нх-I) и 72 водозаборных.

Ввод скважин осуществляется в соответствии с утвержденным проектным документом. Реализация проектного фонда скважин – 71%.

Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.01.2013 г. приведена в таблице 3.

Таблица 3 - Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.01.2013 г.

Наименование	Характеристика фонда скважин	Як-III-VII	Нх-III-IV	Нх-I	Дл-I-III	Нс	Итого
1	2	3	4	5	6	7	8
Фонд добывающих скважин	Пробурено	133	59	30	0	0	222
	Возвращены с других горизонтов	0	0	0	0	0	0
	Всего	133	59	30	0	0	222
	В том числе:						
	Действующие, дающие нефть	123	47	27	0	0	197
	из них фонтанные	9	31	3	0	0	43
	ЭЦН	114	16	24	0	0	154
	ШГН	0	0	0	0	0	0
	газлифт:	0	0	0	0	0	0
	– бескомпрессорный	0	0	0	0	0	0
	– внутрискважинный	0	0	0	0	0	0
	Бездействующие	0	0	0	0	0	0
	В освоении после бурения	10	3	3	0	0	16
	В консервации	0	0	0	0	0	0
	Наблюдательные	0	9	0	0	0	9
	Переведены под закачку	0	0	0	0	0	0
	Переведены на другие горизонты	0	0	0	0	0	0
	В ожидании ликвидации	0	0	0	0	0	0
	Ликвидированные	0	0	0	0	0	0
Фонд нагнетательных скважин	Пробурено	53	55	29	0	0	137
	Возвращены с других горизонтов	0	0	0	0	0	0
	Переведены из добывающих	0	0	0	0	0	0
	Всего	53	55	29	0	0	137
	В том числе:						
	Под закачкой	34	18	17	0	0	69
	Бездействующие	0	0	0	0	0	0
	В освоении после бурения	4	3	1	0	0	8
	В консервации	0	1	0	0	0	1
	Наблюдательные	6	10	0	0	0	16
	В отработке на нефть	9	23	11	0	0	43
	Переведены на другие горизонты	0	0	0	0	0	0
	В ожидании ликвидации	0	0	0	0	0	0
	Ликвидированные	0	0	0	0	0	0
Фонд газовых скважин	Пробурено	0	0	0	22	0	22
	Возвращены с других горизонтов	0	0	0	0	0	0
	Всего	0	0	0	10	0	10
	В том числе:						
	Действующие	0	0	0	10	0	10
	Бездействующие	0	0	0	1	0	1
	В освоении после бурения	0	0	0	10	0	10
	В консервации	0	0	0	0	0	0
	Наблюдательные	0	0	0	1	0	1
	Переведены на другие горизонты	0	0	0	0	0	0

Накопленная добыча нефти на 01.01.2013года (49 280 тыс.т.) составила 3,7% от начальных извлекаемых запасов (Ванкорский, Северо-Ванкорский Л.У.). Текущий коэффициент нефтеизвлечения 0.046, текущая обводненность – 24,3 %, накопленная компенсация отбора жидкости закачкой 34 %.

Из общего объема накопленной добычи нефти на 01.01.2013 год – 49 280 тыс.т получено за счет фонтанного способа эксплуатации 31 % (15 038 тыс.т), за счет ЭЦН – 69 % (34 242 тыс.т), в том числе из нагнетательных скважин находящихся в отработке на нефть – 7 625 тыс.т нефти.

За 2009 год добыто нефти: 3388 тыс.т. (проект), 3640 тыс.т. (факт, отклонение + 7,4%), и жидкости 3606,8 тыс.т. (проект) тыс.т, 3852,3 тыс.т. (факт, отклонение + 6,4%), отклонение фактической годовой добычи от проектной в пределах допустимого. Закачено воды 180 тыс.м³, обводненность – 5,5%, компенсация текущая - 3%. Действующий фонд добывающих скважин составил 72 ед., среднесуточный дебит по нефти 403,9 т/сут, по жидкости

414,0 т/сут. Действующий фонд нагнетательных скважин составил 3 ед., закачка воды производилась в объекты Як-III-VII и Нх-III-IV, средняя приемистость нагнетательной скважины 524,8 м³/сут. За счет фонтанного способа эксплуатации добыли 1277 тыс.т. нефти, 2363 тыс.т. нефти - ЭЦН.

За 2010 год добыто нефти: 13505 тыс.т. (проект), 12700 тыс.т. (факт, отклонение - 6%), и жидкости 14864,6 тыс.т. (проект) тыс.т., 14127 тыс.т. (факт, отклонение - 5%), отклонение фактической годовой добычи от проектной в пределах допустимого. Закачано воды 5404,2 тыс.м³, обводненность – 10,1%, компенсация текущая - 20%. Действующий фонд добывающих скважин составил 128 ед., среднесуточный дебит по нефти 356,2 т/сут, по жидкости 396,2 т/сут. Действующий фонд нагнетательных скважин составил 28 ед., закачка воды производилась в объекты Як-III-VII и Нх-III-IV, средняя приемистость нагнетательной скважины 1105,6 м³/сут. За счет фонтанного способа эксплуатации добыли 6069 тыс.т. нефти, 6631 тыс.т. нефти - ЭЦН.

За 2011 год добыто нефти: 14529 тыс. т (проект), 14856 тыс. т (факт, отклонение + 2,3%), и жидкости 16573 тыс.т (проект) тыс.т., 17089 тыс.т (факт, отклонение + 3,1%), отклонение фактической годовой добычи от проектной в пределах допустимого. Закачано воды 14889 тыс. м³, обводненность – 15,7%, компенсация текущая - 36%. Действующий фонд добывающих скважин составил 177 ед., среднесуточный дебит по нефти 288 т/сут, по жидкости 332 т/сут.

За 2012 год добыто нефти и конденсата: 17941 тыс. т (проект), 18311 тыс. т (факт, отклонение + 2,1 %), и жидкости 21017,8 тыс.т (проект) тыс.т., 23886,6 тыс.т. (факт, отклонение + 13,6%), отклонение фактической годовой добычи от проектной в пределах допустимого. Закачано воды 23428 тыс. м³, обводненность – 24,3%, компенсация текущая - 45,2%. Действующий фонд добывающих скважин составил 237 ед. (из них:196 нефтяных и 41 нагнетательная, находящаяся в отработке на нефть), среднесуточный дебит по нефти 259,1 т/сут, по жидкости 342,4 т/сут. Действующий фонд нагнетательных скважин составил 69 ед., закачка воды производилась в объекты Як-III-VII, Нх-III-IV и Нх-I, средняя приемистость нагнетательной скважины 1125,6 м³/сут. За счет фонтанного способа эксплуатации добыли 4961 тыс.т нефти, 13113 тыс.т нефти - ЭЦН

2.3 Текущее состояние разработки эксплуатационных объектов

2.3.1 Объект Дл-I-III

По состоянию на 01.01.2013 г. из газового объекта Дл-I-III добыто 1190,1 млн.м³. газа, при проектной - 1207 млн.м³. Действующий фонд добывающих скважин - 10 ед. (по проекту 11). [2]

За 2009 г. из объекта добыли 135,2 (по проекту 149) млн.м³ газа при среднесуточном дебите газа 86,7 тыс.м³/сут. Действующий фонд добывающих

скважин составил 6 ед. (по проекту 5).

За 2010 г. из объекта добыли 218,6 (по проекту 280,3) млн.м³ газа при среднесуточном дебите газа 156,3 тыс.м³/сут. Действующий фонд добывающих скважин составил 7 ед. (по проекту 5).

За 2011 г. из объекта добыли 304,2 (по проекту 177) млн.м³ газа при среднесуточном дебите газа 122,5 тыс. м³/сут. Действующий фонд добывающих скважин составил 8 ед. (по проекту 7).

За 2012 г. из объекта добыли 408 (по проекту 425) млн.м³ газа при среднесуточном (по проекту 11).

2.3.2 Объект Як-III-VII

По состоянию на 01.01.2013 г. из газонефтяного объекта Як-III-VII добыто 33197,6 (по проекту 32001) тыс.т нефти (отклонение +3,7% обусловлено более высокими стартовыми дебитами добывающих скважин, связанных с меньшей фактической расчлененностью продуктивного пласта) и 41164,2 (по проекту 36302) тыс. т жидкости, что составляет 67,3 % от общей добычи нефти по месторождению – 49280 тыс.т. Накопленная закачка воды составила 33845,2 тыс. м³, компенсация отбора закачкой – 43,7%.

Отбор от НИЗ составил 3,4% (по проекту 3,6%). Пробуренный фонд скважин 124 ед. соответствует проектному (122 скв.). Средняя обводненность добывающих скважин выше проектной и составила 40% (проект 17%). Средний дебит нефти и жидкости равен 324,4 и 454,9 т/сут (проектный 291,9 / 351,9 т/сут).

Необходимо отметить неконтролируемый рост обводненности на данном объекте. Подробнее эта проблема будет разобрана в главе 4.7.

За 2009 г. из объекта Як-III-VII добыли 2475,3 (по проекту 1483,5) тыс. т. нефти при среднем дебите нефти – 468,4 т/сут, жидкости – 2657,6 (по проекту 1660,5) тыс. т. (при среднем дебите жидкости 502,8 т/сут, закачали 40,6 тыс. м³ воды, обводненность составила 6,86%. Действующий фонд добывающих скважин составил 47 ед., из них 36 скважин приходится на ЭЦН, в нагнетании – 1 скважина со среднесуточной приемистостью 324 м³/сут. Добыча нефти по ЭЦН – 2338,5 тыс.т, по ФОН – 136,8 тыс.т.

За 2011 г. из объекта Як-III-VII добыто 9684,2 (по проекту 9035) тыс. т нефти и 11457,8 (по проекту 10462) тыс. т жидкости. Добыча объекта Як-III-VII составляет 67,6 % от общей добычи нефти – 14856 тыс. т и 17089 тыс. т жидкости по месторождению. Среднесуточный дебит по нефти – 373,4 т/сут, по жидкости – 442 т/сут. По состоянию на 1.01.2012 г. действующий фонд добывающих скважин составил 88 скважин и 29 скважин в нагнетании. Действующий фонд состоит из 77 скважин ЭЦН и 11 скважин работающих фонтанным способом эксплуатации (ФОН). Добыча нефти по ЭЦН – 8380,6 тыс.т, по ФОН – 1303,6 тыс.т.

За 2012 г. из объекта Як-III-VII добыто 12313,7 (по проекту 11117) тыс. т нефти и 17269,3 (по проекту 13403) тыс. т жидкости. Добыча объекта Як-III-VII составляет 67,4 % от общей добычи нефти – 18073 тыс. т и 23887 тыс.

т жидкости по месторождению. Среднесуточный дебит по нефти – 324,4 т/сут, по жидкости – 454,9 т/сут. По состоянию на 01.01.2013 г. действующий фонд добывающих скважин составил 130 скважин (из них: 122 нефтяных и 8 нагнетательных, находящихся в отработке на нефть) и 34 скважин в нагнетании. Действующий фонд состоит из 8 скважин ЭЦН и 122 скважин работающих фонтанным способом эксплуатации (ФОН). Добыча нефти по ЭЦН – 11417,4 тыс.т, по ФОН – 896,3 тыс.т.

Распределение действующего фонда по дебитам, обводненности и способам эксплуатации представлено в таблицах 4 и 5.

Таблица 4 - Распределение действующего фонда по дебитам и обводненности объекта Як-III-VII Ванкорского месторождения на 01.01.2013 год

Дебит нефти, т	Обводненность, %			
	0-20	20-50	50-70	>70
<300	307, 310, 343, 350, 362, 396, 461, 508, 513, 515, 517, 526, 527, 529, 540, 554, 568, 572, 575, 580, 584, 591, 595, 599, 600, 615, 616, 620, 622, 625, 631, 633, 634, 636, 637, 639, 643, 644, 655, 736, 509В	300,321,331,346,351,371, 452,453,456,463,491,528, 561,923	318, 322, 458, 462, 467, 492, 506, 535, 536, 551, 640	319, 328, 329, 332, 335, 377, 447, 449, 542, 552, 564, 577, 641
300-500	314, 330, 349, 364, 365, 366, 555, 569, 601, 614, 626, 628, 629, 632, 635, 942	304, 316, 320, 336, 345, 360, 361, 638	305, 315, 451	
500-700	317, 334, 392, 394, 623, 911	301, 376, 381, 383, 387, 621, 373БИС	333	
>700	344, 372, 382, 393, 617	308, 309, 375, 386		

Таблица 5 - Распределение действующего фонда по накопленной добыче нефти и обводненности объекта Як-III-VII Ванкорского месторождения на 01.01.2013 год

Накопленная добыча нефти, тыс.т.	Обводненность, %			
	0-20	20-50	50-70	>70
<200	310, 343, 396, 461, 508, 513, 515, 517, 526, 527, 529, 540, 554, 555, 568, 569, 572, 575, 580, 584, 591, 595, 599, 600, 601, 615, 616, 620, 622, 623, 625, 626, 628, 631, 632, 633, 634, 635, 636, 637, 639, 643, 644, 655, 736, 911, 942, 509В	300, 456, 463, 491, 528, 561, 923	318, 458, 492, 506, 535, 536, 551, 640	332, 447, 542, 552, 564, 577, 641
200 - 400	307, 314, 350, 362, 392, 393, 614, 617, 629	321, 351, 361, 452, 453, 621, 638, 373БИС	322, 462, 467	319, 328, 377, 449
400-600	317, 344, 349, 364, 365, 366, 394	304, 316, 331, 336, 345, 346, 360, 371, 376, 383, 387	305, 315, 451	329, 335
>600	330, 334, 372, 382	301, 308, 309, 320, 375, 381, 386	333	

На 01.01 2013 г. средний коэффициент продуктивности равен 13,5 м³/сут./атм.

2.3.3 Объект Нх-I

По состоянию на 01.01.2013г. из нефтяного объекта Нх-I добыто 3107,7 (по проекту 3279) тыс.т нефти (отклонение – 6,3%) и 3275,5 (по проекту 3429) тыс. т жидкости, что составляет 5,6% от общей добычи нефти по месторождению – 49280 тыс.т. Накопленная закачка воды составила 1306,6 тыс. м³, компенсация отбора закачкой – 24,7%.

Отбор от НИЗ составил 1,5% (по проекту 2,9%). Пробуренный фонд скважин 17 ед. соответствует проектному (17 скв.). Средняя обводненность добывающих скважин составила 8,3% (проект 1,3%). Средний дебит нефти и жидкости выше проектных показателей 114 и 123,5 т/сут (проектные 107,5 / 108,9 т/сут).

За 2009 г. из объекта Нх-I добыли 54,2 тыс. т нефти, средний дебит нефти 362,1 т/сут, жидкости – 54,3 тыс. т при среднем дебите жидкости 363,1

т/сут, обводненность составила 0,2 %. В действующем добывающем фонде 1 фонтанирующая скважина.

За 2011 г. из объекта Нх-І добыто 1300 (по проекту 1408) тыс. т нефти и 1349,6 (по проекту 1420) тыс. т жидкости, что составляет 8,8% от общей добычи нефти – 14856 тыс. т и 17089 тыс. т жидкости по месторождению. Средний дебит нефти -153 т/сут, жидкости – 158,9 т/сут. Закачали воды 200,3 тыс.т, приемистость нагнетательной скважины составила 225,1 м³/сут. По состоянию на 01.01.2012 г действующий фонд добывающих скважин составил 36 (4 скважины – ФОН, 32 скважины – ЭЦН) и 6 скважин в нагнетании.

За 2012 г. из объекта Нх-І добыто 1283,9 (по проекту 1455) тыс. т нефти и 1390,9 (по проекту 1474) тыс. т жидкости, что составляет 7 % от общей добычи нефти – 18073 тыс. т и 23887 тыс. т жидкости по месторождению. Средний дебит нефти -114 т/сут, жидкости – 123,5 т/сут. Закачали воды 1086,3 тыс. м³, приемистость нагнетательной скважины составила 235,1 м³/сут. По состоянию на 01.01.2013 г действующий фонд добывающих скважин составил 38 скважин (из них: 27 нефтяных и 11 нагнетательных, находящихся в отработке на нефть) и 17 скважин в нагнетании. Добыли при фонтанном способе эксплуатации 250,1 тыс.т нефти (2 скважины), при ЭЦН – 1033,8 тыс.т нефти (36 скважин).

С 2011 года в зоне отбора (южная часть залежи) наблюдается падение пластового давления с 228 атм (на 01.01.2011 г.) до 203 атм (на 01.01.2013 г.) при начальном – 258 атм.

Распределение действующего фонда по дебитам, накопленной добыче и обводненности представлено в таблицах 6 и 7.

Таблица 6 - Распределение действующего фонда по дебитам и обводненности объекта Нх-І Ванкорского месторождения на 01.01.2013год

Дебит нефти, т.	Обводненность, %			
	0-20	20-50	50-70	>70
<100	700, 702, 704, 706, 707, 709, 714, 718, 728, 734, 752, 816, 817, 820, 824, 833, 852	703, 723	724, 735	729
100 - 200	120, 708, 711, 712, 716, 722, 749, 800, 825, 836	701		
200-300	710, 726, 819			
>300	705			

Таблица 7 - Распределение действующего фонда по накопленной добыче нефти и обводненности объекта Нх-I Ванкорского месторождения на 01.01.2013 год

Накопленная добыча нефти, тыс.т.	Обводненность, %			
	0-20	20-50	50-70	70
<50	700, 702, 704, 707, 714, 716, 718, 722, 726, 728, 734, 749, 752, 816, 817, 819, 820, 825	723	724, 735	29
50-100	708, 709, 712, 800, 833, 852	701, 703		
>100	120, 705, 706, 710, 711, 824, 836			

На 01.01.2013 г. средний коэффициент продуктивности равен 2,9 м³/сут/атм.

2.3.4 Объект Нх-III-IV

По состоянию на 01.01.2013 г. из нефтегазоконденсатного Нх-III-IV объекта добыто 12974,8 (по проекту 13530) тыс.т нефти (отклонение на - 4%) и 14525,4 (по проекту 15850) тыс. т жидкости, что составляет 24,6 % от общей добычи нефти по месторождению.

Отбор от НИЗ составил 2,8% (по проекту 3,8%). Пробуренный фонд скважин 82 ед. соответствует проектному (82 скв.). Средняя обводненность добывающих скважин близка к проектной и составила 17% (проект 18%). Средний дебит нефти и жидкости значительно ниже проектных показателей 229,4 и 267,9 т/сут (проектные 280,4 / 342,4т/сут).

За 2009 г. из объекта Нх-III-IV добыли 1110,7 тыс. т нефти при среднем дебите нефти 363 т/сут, жидкости – 1140,4 тыс. т при среднем дебите жидкости 372,7 т/сут, закачали 139,2 тыс. м³ воды, обводненность составила 2,6 %. Действующий фонд добывающих скважин составил 24 ед., из них 22 скважины приходится на ФОН, в нагнетании – 2 скважины со среднесуточной приемистостью 621,8 м³/сут. Добыли при фонтанном способе эксплуатации 1086,1 тыс.т нефти, при ЭЦН – 24,6 тыс.т нефти.

За 2011 г. из объекта Нх-III-IV добыто 3871,4 тыс. т нефти и 4281,2 тыс. т жидкости, что составляет 27,5 % от общей добычи нефти – 14856 тыс. т и 17089 тыс. т жидкости по месторождению. По состоянию на 01.01.2012 г. действующий фонд добывающих скважин составил 53 скважин (41 скважина – ФОН, 12 скважин – ЭЦН) и 11 скважин в нагнетании.

За 2012 г. из объекта Нх-III-IV добыто 4475,6 тыс. т нефти и 5226,4 тыс. т жидкости, что составляет 26,3 % от общей добычи нефти – 18073 тыс.

т и 23887 тыс. т жидкости по месторождению. По состоянию на 01.01.2013 г. действующий фонд добывающих скважин составил 69 скважин (46 нефтяных и 23 нагнетательных, находящихся в отработке на нефть) и 18 скважин в нагнетании. Закачали 4394,1 тыс. м³, средняя приемистость нагнетательной скважины составила 804,2 м³/сут. Добыли при фонтанном способе эксплуатации 3814,3 тыс.т нефти (49 скважин), при ЭЦН – 661,3 тыс.т нефти (20 скважин).

С 2011 года в зоне отбора (южная часть залежи) наблюдается падение пластового давления с 251,6 атм (на 01.01.2011г) до 238,1 атм (на 01.01.2013г) при начальном – 271 атм.

Распределение действующего фонда по дебитам, обводненности, способам эксплуатации, накопленной добыче нефти, приведено в таблицах 8 и 9.

Таблица 8 - Распределение действующего фонда по дебитам и обводненности объекта Нх-III-IV Ванкорского месторождения на 01.01.2013 год

Дебит нефти, т.	Обводненность, %			
	0-20	20-50	50-70	>70
<200	106, 108, 110, 112, 116, 149, 154, 155, 159, 161, 224, 227, 122БИС, 9Р	100, 101, 105, 128, 137, 188, 197, 206	144, 146, 151, 184	118, 190, 198, 217
200-400	103, 107, 114, 115, 119, 124, 125, 129, 130, 133, 138, 139, 141, 142, 145, 148, 152, 156, 164, 165, 169, 175, 183, 186, 208, 225, 226, 228	117, 134		
400-600	121, 157, 166, 172, 247, 162В, 162СВ			
>600	168, 170			

Таблица 9 - Распределение действующего фонда по накопленной добыче нефти и обводненности объекта Нх-III-IV Ванкорского месторождения на 01.01.2013 год

Накопленная добыча нефти, тыс.т.	Обводненность, %			
	0-20	20-50	50-70	>70
<100	112,154,155,165,166,169,170,172,175,183,186,227,228,247,162СВ	100, 128, 188, 197, 206	184	118, 190, 198
100-300	103, 108, 110, 114, 115, 116, 138, 141, 145, 148, 149, 156, 157, 159, 161, 164, 168, 208, 224, 225, 226, 122БИС	101, 105	144, 146	217
300-400	107, 119, 124, 129, 130, 133, 142, 162В, 9Р	134, 137	151	
>400	106, 121, 125, 139, 152	117		

На 01.01.2013 г. средний коэффициент продуктивности равен 14,3 м³/сут./атм.

3 Интенсификация нефтеотдачи методом забуривания боковых стволов на примере Ванкорского месторождения

3.1 Актуальность использования горизонтальных скважин с боковыми стволами

Актуальность разработки месторождений горизонтальными скважинами с боковыми стволами заключается в применении данного метода в условиях, когда продуктивный пласт находится в породах с высокой неоднородностью, низкими ФЕС, а также присутствует необходимость реконструкции скважин после ранее проведенных геолого-технических мероприятий, которые оказались малоэффективны.

Бурение боковых стволов (БС) в настоящее время становится одним из основных способов восстановления бездействующих и увеличения производительности малодебитных скважин.

Особенно это актуально для месторождений Западной Сибири, где крупные залежи нефти и газа переходят в позднюю стадию разработки,

характеризующуюся значительным обводнением эксплуатационных объектов. Ввод в эксплуатацию БС, как правило, положительно влияет на показатели эксплуатации скважин, способствует подключению к разработке «застойных» участков месторождений и дополнительной части остаточной нефти.

Бурение горизонтальных скважин и боковых стволов с горизонтальной частью имеет принципиально одинаковые подходы. Разница состоит только в необходимости фрезерования эксплуатационной колонны и забурировании бокового ствола.

Для последующей эксплуатации скважины с БС необходима максимальная глубина забурирования, но при этом существенно снижается объем бурения, однако, в то же время, многократно увеличивается вероятность и возможность спуска глубинного насоса в старый ствол и обеспечение его бесперебойной работоспособности в течении долгого времени.

3.2 Критерии выбора местоположения скважины-кандидата

Основными критериями выбора местоположения скважины-кандидата при бурении является количественная оценка запасов углеводородного сырья, расчет прогнозной обводненности, длины горизонтального участка и падения пластового давления за 5 пять лет эксплуатации бокового ствола.

Для каждой скважины-кандидата обязательно рассчитывается прогнозный характеристический дебит, строится таблица ЗБС, находятся потенциальные точки, которые располагаются на расстоянии от действующих скважин больше, чем радиус дренирования.

После определения основных параметров рассчитывается, на каких участках месторождения происходит их наибольшее изменение, т.е. определить зоны с наибольшими рисками и неопределенностями. Для этого используется многовариантное геологическое моделирование с изменением диапазона параметров, определенных по анализу чувствительности. Далее строятся карты среднего квадратичного отклонения и определяются зоны для бурения скважин.

3.3 Анализ реконструкции скважин методом зарезки боковых стволов на примере Ванкорского месторождения

3.3.1 Принципы бурения и проектирования боковых стволов в ООО «РН-Ванкор»

Основой проектирования бокового ствола с учетом принятой системы разработки месторождения и геолого-технических условий бурения является выбор их профилей.

К основным критериям выбора профиля бурения принято считать форму профиля БС, радиус искривления при выходе на горизонталь, а также угол охвата резко искривленного участка.

Одно из основных составляющих бурения - это интерпретация данных ГИС и каротажа, проводимого в скважине, подготавливаемой к боковому стволу. [6]

В процессе бурения бокового ствола компанией Schlumberger был произведен гамма-каротаж, интерпретация данных которого проводилось с использованием специальной программы.

Количественная интерпретация данных скважин, рассматриваемых в данной работе, проводилась с помощью программы ELAN+, входящей в пакет программных средств GeoFrame и реализующей системный подход через одновременное решение системы линейных и нелинейных петрофизических уравнений, связывающих показания соответствующих геофизических методов с объемным содержанием компонентов модели (минералов, флюидов) и их петрофизическими свойствами (параметрами). Одним из критериев контроля качества интерпретации являлась минимизация расхождения исходных кривых ГИС и синтетических, полученных на основании объемов компонентов породы и флюидов.

Данные горизонтальных стволов были изначально увязаны к данным материнского (транспортного) ствола скважин.

Для интерпретации были необходимы такие исходные данные, как минерализация и температура пластовых вод, коэффициенты модели насыщения Арчи-Дахнова, граничные значения ФЕС целевых пластов.

Для построения петрофизической модели песчаника в программе были использованы кварц и полевые шпаты, а в качестве глинистого компонента использованы осредненные параметры трех глинистых минералов-каолинит, иллит и хлорит, в соответствии с их процентным содержанием для Нижнехетских отложений. Плотные прослои были смоделированы кальцитом. Оценка проницаемости произведена на основании геохимического алгоритма М. Херрона.

В основе каждого проекта бокового ствола лежит плановая траектория бурения, которая корректируется в процессе работы, однако базовые исходные данные остаются неизменными.

Так, для скважин был установлен азимут вертикальной секции (Grid North), расчет траектории бурения БС производился методом минимальной кривизны.

3.3.2 Опыт реконструкции скважин бурением БС ООО «РН-Ванкор»

С 2014 по 2016 гг. на Ванкорском месторождении было пробурено более шестидесяти боковых стволов, большинство из которых оказались весьма удачными проектами.

Областью изучения ГТМ-реконструкции были выбраны целевые пласты НХ_{III-IV} СД_{IX} и НХ_I и три скважины –БС1, БС2 и БС3.

В таблице 10 приведены данные бурения и фактическая конструкция трех скважин.

Таблица 10 - Данные по бурению боковых стволов в АО “РН-Ванкор”

Наименование характеристики	Скважина/куст		
	БС1	БС2	БС3
№ объекта	НХ _{III-IV}	НХ _{III-IV}	НХ _{III-IV}
Способ бурения	роторно-турбинный	роторно-турбинный	роторно-турбинный
Глубина по проекту/фактически	4050,00-4070,01 м	3592,2-3592,0 м	3680,85-3681 м
Последний искусственный забой	3392,63 м	2130 м	2680 м
Альтитуда ротора МБУ	50,08 м	50,06 м	63 м
Кондуктор (диаметр/интервал)	324 мм/0-623 м	324 мм/0-624,6 м	324 мм/0-620,0 м
Техническая колонна (диаметр/интервал)	245мм /0-1686 м	245 мм/0-1695 м	245 мм/0-1640 м
ЭК (диаметр/интервал)	178 мм /0-3087 м	178 мм/0-2156 м	178 мм/0-2190 м
Хвостовик (диаметр/интервал)	114,3 мм /1885,16-4069,00 м (цементируемый)	114,3 мм/2010-3592 м (цементируемый)	114,3 мм/2073,49-3680,12 м
Интервал бурения	2065,7-4061 м	2100-3584 м	2390,1-3662,6 м
Дата начала/окончания бурения	08.03.2015-25.05.2015	04.06.2015-28.06.2015	25.09.2014-21.10.2014

Следует отметить, что для каждой скважины, подготавливаемой к реконструкции был составлен прогноз добычи с учетом введенного в эксплуатацию бокового ствола на 5 лет.

Ниже представлены результаты и сравнительный анализ основных показателей скважин (таблица 11).

Таблица 11 – Сравнительный анализ основных показателей скважин до и после ГТМ-реконструкций по состоянию на 26.07.2016 г.

Рассматриваемый параметр	Суммарное значение рассматриваемого параметра	
	До ГТМ-реконструкции	После ГТМ-реконструкции
Дебит жидкости	550	1010
Дебит нефти	15,15	658
Средняя обводненность продукции	93,33	21,6
Среднее содержание мех. примесей	100	161,3
Среднее значение ГФ	703	353
Дебит газа	18823,84	239386,6

Из приведенной выше таблицы видно, что продуктивность боковых стволов гораздо выше дебитов ГС. В частности, средний дебит скважины с боковым стволом больше среднего дебита «материнской» горизонтальной в 1,84 раза, что говорит об эффективности реконструкции скважин данным методом.

Также, следует отметить снижение процента обводненности продукции в 4,3 раза.

3.4 Расчет притока флюида и подбор оборудования для подготавливаемой к бурению бокового ствола горизонтальной скважине.

В практике эксплуатации горизонтальных скважин могут быть использованы различные методики для расчета продуктивности. Существуют различные математические модели для расчета притока флюида к скважине, учитывающие форму площади дренирования скважины: методы Борисова, Жижье, Джоши, Ренарда и Дупье. Наиболее точной формулой для определения продуктивности является формула Джоши (3.1), которая с помощью коэффициента анизотропии проницаемости учитывает приток пластового флюида к скважине в вертикальной плоскости. Формула Джоши учитывает коэффициент анизотропии проницаемости.

Аналитический расчет с помощью формулы Джоши.

Формула Джоши, для неоднородного пласта:

$$Q = \frac{kh(p_k - p)}{\mu * b \left[\ln \left(\frac{a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{\frac{L}{2}} \right) + \frac{h\beta}{L} \ln \left(\frac{\beta h}{(\beta + 1)r_c} \right) + S \right]} \quad (3.1)$$

где k – проницаемость, мД

h – эффективная толщина пласта, м

μ – вязкость пластового флюида, сПа

L – длина горизонтальной скважины, м

P_k – давление на контуре питания, атм

P – давление на забое скважины, атм

a – главная полуось эллипса дренирования в горизонтальной плоскости

β – коэффициент анизотропии

r_c – радиус скважины, м.

S – скин-фактор

В данном случае скин-фактор принимаем равным нулю ($S=0$).

Индекс продуктивности найдем по формуле (3.2):

$$PI = \frac{Q}{(Pr - Pwf)} * b, \text{ м}^3/\text{сут}/\text{атм} \quad (3.2)$$

где Q – расчетный дебит жидкости, м³/сут

Pr – среднее пластовое давление, атм

Pwf – забойное давление, атм

Дебит нефти определяется, как произведение произведения дебита жидкости, обводненности и плотности нефти (3.3):

$$Q_n = Q_{ж} \%_{вод} \rho_n, \text{ т}/\text{сут} \quad (3.3)$$

где ρ_n – плотность нефти, г/см³

Произведем расчет продуктивности и индекса продуктивности (PI) для скважины, подготавливаемой к ГТМ-реконструкции методом зарезки бокового ствола для горизонтальной скважины ЗБС1 в условиях пласта Як_{III-VII} Ванкорского месторождения.

Используются исходные данные пласта Як_{III-VII} Ванкорского месторождения из таблицы 12.

Таблица 12 - Исходные данные для расчета

Параметр/№ Скважины	ЗБС1
Номер пласта	ЯкIII-VII
Эффективная длина горизонтальной скважины - L, м	500
Радиус кругового контура питания - Rк, м	500
Радиус скважины - rс, м	0,076
Эффективная толщина пласта - hэф, м.	14
Проницаемость пласта - k, мД	147
Пластовое давление - Рпл., атм	130
Давление на забое скважины - Рзаб, атм	80
Δp , атм	50
Вязкость нефти- μ , сПз	8,9
Отношение горизонтальной проницаемости к вертикальной - β	0,1
Вязкость воды- μ , сПз	0,9
Объемный коэффициент - b, м ³ /м ³	1,120
Давление насыщения, атм	159
Обводненность, %	5
Сжимаемость нефти, д.ед	0,000057
Сжимаемость воды, д.ед	0,000048
Плотность нефти, ρ_n , г/см ³	0,907

Проведем теоретический расчет предполагаемого максимального дебита по формуле Джоши для скважины, подготовленной к ГТМ-реконструкции (скв.№ ЗБС1), боковой ствол которой будет пробурен вместо ликвидированного горизонтального участка из-за высокого процента обводненности добываемой продукции.

Предполагаемые сроки проведения капитального ремонта 25.06.2017г – 01.08.2017г.

Найдем дебиты Q без учета потерь давления на трение.

$$Q = \frac{kh(p_k - p)}{\mu \cdot b \left[\ln \left(\frac{a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{\frac{L}{2}} \right) + \frac{h\beta}{L} \ln \left(\frac{\beta h}{(\beta + 1)rc} \right) + S \right]} = 280 \text{ м}^3/\text{сут}$$

$$Q_n = Q_{ж} \cdot \%_{год} \cdot \rho_n = 280 \cdot 0,95 \cdot 0,907 = 241 \text{ м}^3/\text{сут}$$

$$PI = \frac{Q}{(Pr - Pwf)} \cdot b = 6,7 \text{ м}^3/\text{сут}/\text{атм}$$

Проведем сравнение эффективности зарезки бокового ствола по сравнению с «материнской» горизонтальной частью рассматриваемой скважины пласта Як_{III-VII} Ванкорского месторождения.

Данные горизонтальной скважины-параметры после вывода скважины на режим в октябре 2015г.

Используются исходные данные пласта Як_{III-VII} Ванкорского месторождения из таблицы 13.

Таблица 13 - Сравнение дебитов скважины до и после ГТМ-реконструкции

Параметры	ЗБС1	ГС
Дебит жидкости	280	144
Дебит нефти	241	123
Индекс продуктивности	6,7	4,7

Подбор погружного оборудования

Подбор погружного оборудования для скв № ЗБС1 производился с использованием ПО «RosPump».

Результаты расчета и подробный алгоритм работы представлены в ниже.

Алгоритм расчета СПО:

1. Для расчета дизайна УЭЦН в программу вводятся такие ключевые параметры, как длина ЭК, температурные и гидродинамические корреляции, глубина до верхних дыр перфорации, длину колонны НКТ и типоразмер ее труб, инклинометрия (соотношение зенитных и азимутных углов траектории скважины);

2. Далее, необходимо произвести построение кривой притока, с помощью пластового и забойного давлений.

3. Программа автоматически рассчитывает оптимальный режим работы, однако его можно изменить, выбрав подходящий из раскрывающегося списка (основная цель - для конкретной скважины рассчитать наилучший способ эксплуатации (СЭ). Критерий - максимальное значение чистого дисконтированного дохода (NPV) за выбранное расчетное время);

4. Построение узлового графика, после чего появляется отфильтрованный список подходящих насосов с паспортными характеристиками;

5. После выбора насоса происходит расчет количества ступеней, который можно корректировать вручную. Для представленного ниже результата расчета количество ступеней, частота и коэффициент деградации напора (мощности) насоса подбирались вручную;

6. После выбора насоса сравнивается максимально допустимое давление на корпус насоса, указанное в каталоге, и расчетное давление.

7. Подбор компоновки кабельной линии и газосепаратора также производился вручную, исходя из данных подобранного насоса и электродвигателя.

Результаты расчета дизайна УЭЦН представлены в таблице 14.

Таблица 14 - Результаты расчета дизайна УЭЦН

Конструкция скважины	
Параметр	Значение
Обсадная колонна	
Длина, м	3300
Наружный диаметр, мм	178
Колонна НКТ	
Длинна, м	1920
Внутренний диаметр, мм	75
Наружный диаметр, мм	88
Масса, т	26,2
Глубина до верхних дыр перфорации, м	2560,0
Выбранная глубина, м	1920, 0
Рекомендованная глубина, м	1330,0
Зенитный угол, град	55,97
Азимутальный угол, град	79,31
Интенсивность искривления	0,02
УЭЦН: Насос	
Параметр	Значение
Типоразмер	400FLEX17,5-SND
Серия	400
Производитель	CentriLift
Номиналы	
Частота тока, Гц	50
Скорость вращения, об/мин	2917
Номинальный дебит, м ³ /сут	280

Производительность на проектном режиме	
Частота тока, Гц	57,6
Количество ступеней, шт	375
Дебит жидкости на поверхности, м ³ /сут	312
Суммарный динамический напор, м	955,3
Требуемая мощность на валу, кВт	104,6
КПД, %	32
Типоразмер (марка)	450CentriLift-MSP1-198-2166B

Продолжение таблицы 14 - Результаты расчета дизайна УЭЦН

Параметр	Значение
Загрузка двигателя, %	61%
Температура обмотки двигателя, С	100,0
Максимально допустимая температура, С	163,0

Компоновка кабельной линии

Параметр	Значение
Производитель	CentriLift
Типоразмер	CEL 4SOLBC 5KV DL90 LEAD BED GAL-F
Интервал, м	0-1922
Длина, м	1922
dU, В	92,83
R, Ом	1,70

Газосепаратор

Центробежный газосепаратор	400GSER
Коэффициент сепарации, %	45
Расход газа через затруб, м ³ /сут	8995

3.5 Метод борьбы с обводненностью

В условиях разработки рассматриваемых пластов наблюдается превышение ожидаемой обводненности, а также ввод систем ППД, требуют предусмотреть меры для снижения количества прорываемой воды в многозабойную горизонтальную скважину.

При нежелательной миграции воды и (или) газа к боковым и основному стволам, или даже в случае неравномерного притока продукции, рекомендуется применение автономных устройств регулировки притока и уменьшения притока нежелательных флюидов, таких как вода и газ в стволы, и балансировки добычи в пределах интервалов.

Предлагается самонастраивающийся клапан или устройство регулирования расхода [4], в добывающей трубе для добычи нефти из скважины в нефтяном и коллекторе, эта добывающая труба включает в себя

нижнюю дренирующую трубу, имеющую секции, которые включают в себя одно или более устройств регулирования притока, которые соединяют геолого-промысловую формацию с пространством потока дренирующей трубы.

Устройство предназначено для того, чтобы "отличать" между собой нефть и/или газ и/или воду и в состоянии регулировать расход или притока нефти или газа в зависимости от того, для какой из этих текучих сред требуется такое регулирование расхода.

На рисунке 2 показана секция добывающей трубы (1), в которой предусмотрен прототип регулирующего устройства (2). Регулирующее устройство (2) должно иметь круглую, относительно плоскую форму и должно быть снабжено наружными резьбами (3) (см. рисунок 2) для ввинчивания в круглое отверстие с соответствующими внутренними резьбами в трубе. Регулируя толщину, можно приспособить устройство (2) к толщине трубы и совместить с ее внешней и внутренней периферией.

Рисунки 2 и 3 показывают регулирующее устройство (2) в более крупном масштабе. Устройство состоит из первого имеющего форму диска корпусного тела (4) с внешним цилиндрическим участком (5) и внутренним цилиндрическим участком (6) и с центральным отверстием или проемом (10) и второго имеющего форму диска удерживающего тела (7) с внешним цилиндрическим участком (8), так же как и из предпочтительно плоского диска или свободно перемещающегося тела (9), предусматриваемого в открытом пространстве (14), образованном между первым (4) и вторым (7) имеющими форму диска корпусным и удерживающим телами. Тело (9) может для конкретных вариантов применения и настройки отклоняться от плоской формы и иметь частично коническую или полукруглую форму (например, по направлению к отверстию (10)). Как можно видеть на фигуре, цилиндрический участок (8) второго имеющего форму диска удерживающего тела (7) размещен в пределах внешнего цилиндрического участка (5) первого имеющего форму диска корпусного тела (4) и выступает в противоположном этому участку направлении, что образует путь потока, показанный стрелками (11), на котором текучая среда поступает в это регулирующее устройство через центральное отверстие или проем (вход) (10) и течет по направлению к диску (9) и в радиальном направлении вдоль него перед тем, как протекает через кольцевое отверстие (12), образованное между цилиндрическими участками (8) и (6), и далее наружу через кольцевое отверстие (13), образованное между цилиндрическими участками (8) и (5). Два имеющих форму диска корпусное и удерживающее тело (4), (7) прикреплены друг к другу винтовым соединением, сваркой или другими средствами (не показанными далее на фигурах) в области (15) соединения, которая показана на рисунке 3.

Устройство использует эффект Бернулли, в соответствии с которым сумма статического давления, давления от динамического давления и трения является постоянной вдоль линии потока:

$$P_{\text{статистическое}} + \frac{1}{2} \cdot \rho V + \Delta P_{\text{трения}} = \text{const} \quad (3.2)$$

Когда под действием потока текучей среды находится диск (9), перепад давления на диске (9) может быть выражен следующим образом:

$$\Delta P_{\text{над}} = [P_{\text{над}(P4)} - P_{\text{под}(f(P1, P2, P3))}] = \frac{1}{2} \rho V \quad (3.3)$$

По причине своей более низкой вязкости текучая среда, такая как вода "выполняет поворот позже" и будет следовать далее вдоль диска по направлению к его внешнему краю (обозначенному ссылочной позицией (14)). Это создает более высокое давление торможения в области (16) на краю диска (9), что в свою очередь создает более высокое давление над диском. И диск (9), который способен свободно перемещаться в пределах пространства между имеющими форму диска телами (4), (7), будет перемещаться по направлению вниз и, таким образом, сужать путь потока между диском (9) и внутренним цилиндрическим участком (6). Таким образом, диск (9) перемещается по направлению вниз или по направлению вверх в зависимости от вязкости текучей среды, протекающей через него, благодаря чему этот принцип может быть использован для того, чтобы регулировать (закрывать / открывать) поток текучей среды через устройство.

Кроме того, перепад давления на традиционном устройстве регулирования притока (ICD - устройстве) с неизменной геометрией будет пропорциональным динамическому давлению:

$$\Delta P = K \cdot \frac{1}{2} \rho V^2 \quad (3.4)$$

где постоянная К является, главным образом, функцией геометрии и в меньшей степени зависит от числа Рейнольдса. В регулирующем устройстве площадь проходного сечения будет уменьшаться при возрастании перепада давления, так что объемный расход через регулирующее устройство не будет, или почти не будет, увеличиваться при увеличении перепада давления.

Проходящий объемный расход для устройства выше заданного перепада давления является постоянным. Это представляет большое преимущество устройства, поскольку оно может быть использовано для того, чтобы обеспечивать протекание через каждую секцию по всей горизонтальной скважине одного и того же объема, что не возможно при использовании устройств регулирования притока с постоянным проходным отверстием.

При добыче нефти и газа регулирующее устройство может иметь два различных варианта применения: использование его в качестве устройства регулирования притока для уменьшения притока воды или использование его для уменьшения притока газа в ситуациях прорыва газа. При проектировании регулирующего устройства для различного его применения, такого как вода или газ, как было упомянуто выше, на эффективность и пропускные свойства

устройства будут оказывать влияние различные площади и зоны давления, показанные на рис. 4. Различные площади (зоны) давления могут быть подразделены на A1, P1 представляет собой площадь и давление притока, соответственно. Сила ($P1A1$), создаваемая этим давлением будет стремиться открыть регулирующее устройство (переместить диск (9) вверх).

A2, P2 представляет собой площадь и давление в зоне, где скорость будет наибольшей и, следовательно, представляет источник динамического давления. Результирующая сила динамического давления будет стремиться закрыть регулирующее устройство (переместить диск вниз по мере увеличения скорости потока).

A3, P3 представляет собой площадь и давление на выходе. Оно должно быть таким же, как давление в скважине (давление на входе).

A4, P4 представляет собой площадь и давление (давление торможения) позади диска. Давление торможения в положении (16) (рисунок 2) создает давление и силу позади диска. Она будет стремиться закрыть регулирующее устройство (переместить диск вниз).

Текущие среды с различной вязкостью обеспечивают различные силы в каждой зоне в зависимости от конструкции этих зон. Для того чтобы оптимизировать эффективность и пропускные свойства регулирующего устройства, расчет площадей будет отличен для различных вариантов применения, например газового/нефтяного или нефтяного водного потока. Следовательно, для каждого варианта применения площади должны быть тщательно сбалансированы и оптимально рассчитаны с учетом свойств и физических условий (вязкости, температуры, давления и т.д.) для каждой расчетной ситуации.

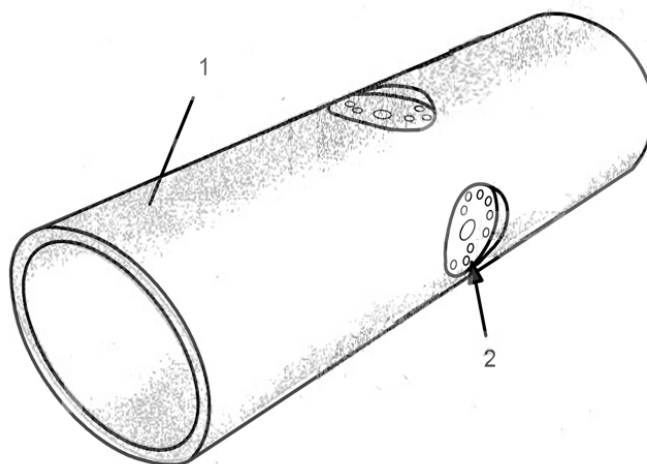


Рисунок 2 - секция добывающей трубы, прототип регулирующего устройства

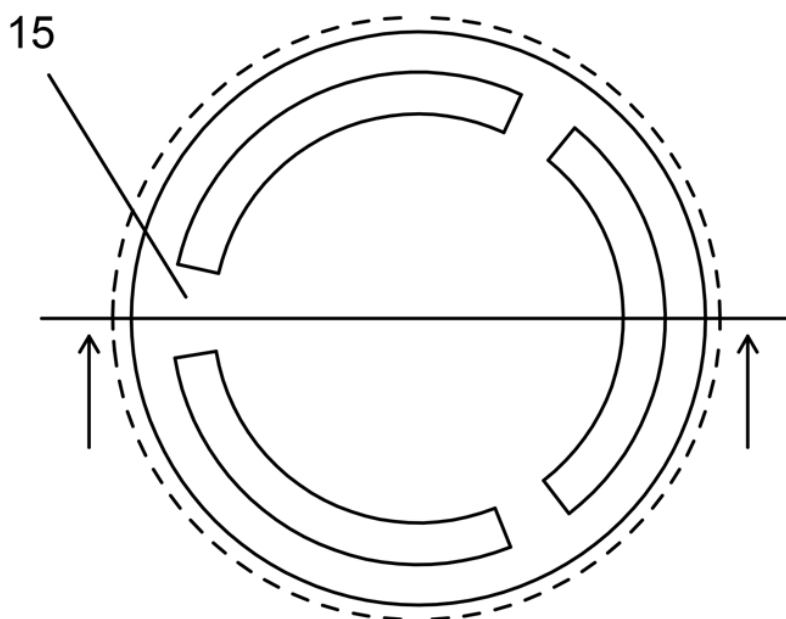


Рисунок 4 - устройство регулирующее приток флюидов

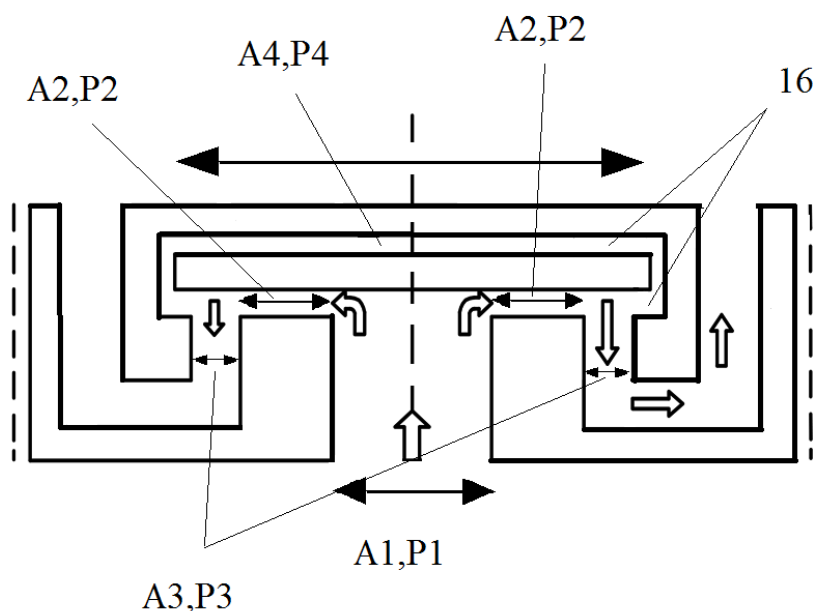


Рисунок 5 - устройство регулирующее приток флюидов

Особенности устройства:

- работает автономно
- не содержит электроники
- не требует скважинных работ
- предлагаются конструкции для добычи нефти и ограничения притока воды или газа
- каждое устройство работает независимо, точно реагируя на условия в пласте

Устройство предназначено для улучшения эксплуатационных характеристик и повышения эффективности заканчивания путем отсрочки притока нежелательных флюидов по всей длине интервала заканчивания.

Устройство устанавливается в составе колонны заканчивания и очень эффективно во всех скважинах, где необходима балансировка в длинных интервалах горизонтальных пластов с неравномерной проницаемостью.

Регулятор притока - это своего рода устройство забойного штуцирования. Регулятор устанавливается в сочетании с механическими или набухающими пакерами, что дает возможность выравнивать приток по интервалам за счет эффекта автоматического штуцирования, пропорционального интенсивности притока. Рис 3.5. Эффект выравнивания притока приводит к относительному уменьшению дебита на начальном этапе эксплуатации скважины. Тем не менее, в дальнейшей перспективе мы получаем более высокий КИН, поскольку отодвигаем на более поздний срок прорывы воды и газа.

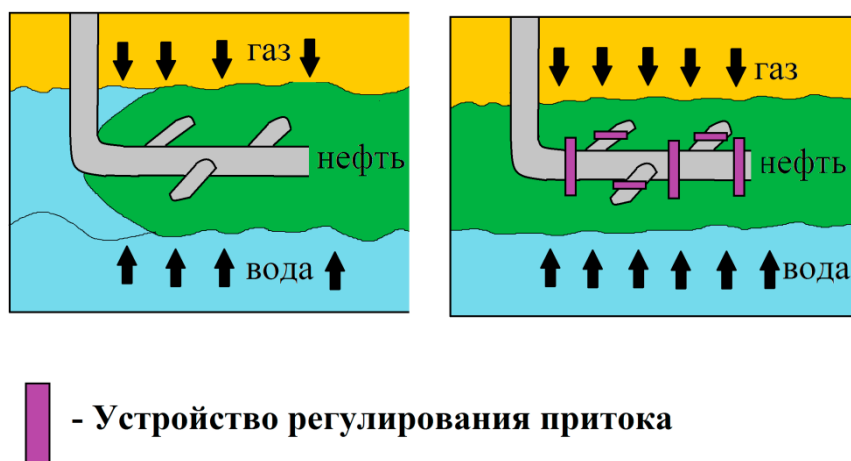


Рисунок 6 – выравнивание притока

4. Безопасность и экологичность

Целью данного раздела является систематизация информации, необходимой для полноценного проектирования природоохранных мероприятий, а также для оптимизации трудового процесса при строительстве скважин и зарезке боковых стволов.

При проведении работ на объекте необходим постоянный контроль за обеспечением безопасности работ, организацией охраны труда и окружающей среды.

Анализ технологического риска и разработка мер по предотвращению технологических аварий напрямую связаны с вопросами охраны недр, эти вопросы пересекаются с охраной поверхностных и подземных вод, атмосферного воздуха, почвенного покрова и биологических ресурсов.

4.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ

Целью сооружения нефтяных и газовых скважин является достижение залежей углеводородов в земных недрах и получение промышленного притока. Все работы на завершающем этапе объединяют единым термином «заканчивание скважин», основным технологическим процессом которого является бурение ствола скважины.

Деятельность оператора буровой установки связана с техническим обслуживанием установки, контролем за процессом бурения, планированием и расчетом траектории бурения. Все процессы проводятся непосредственно на буровой.

Общая оценка условий труда устанавливается по наиболее высокому 65 классу и степени вредности отдельных факторов, общая оценка условий труда для оператора буровой установки соответствует 3 классу вредности 2 степени. [8]

Анализ опасных и вредных производственных факторов представлен в таблице 15. [11]

Таблица 15 – Анализ опасных и вредных производственных факторов при бурении скважин

Вид опасного и вредного фактора	Последствия (влияние на человека)	Способы защиты и рекомендации
Вибрация	Вибрационная болезнь, симптомами которой являются: при локальной вибрации сосудистые расстройства, боли в конечностях, расстройство чувствительности, изменения со стороны костей, и т.д. при общей вибрации вестибулопатия, дисфункции пищеварительного тракта, изменения в позвоночнике.	Гигиеническое нормирование, технические способы ограничения и уменьшения вибрации
Вращающиеся части машин	Травма, летальный исход	Организационные мероприятия (инструктажи, предупредительные плакаты и т.д.). Сигнальные устройства, сигнальные цвета.
Механическое воздействие оборудования.	Травмирование человека, летальный исход при попадании в опасную зону, аварии и инциденты.	Ограничение доступа человека в опасную зону, автоматизация и дистанционное управление. Использование ограничительных и предохранительных устройств, аварийное отключение, роботизация сложных технических процессов, установка предупредительных барьеров, экранов, держателей, прихватов и др. Экспертиза оборудования.

Продолжение таблицы 15 – Анализ опасных и вредных производственных факторов при бурении скважин

Вид опасного и вредного фактора	Последствия (влияние на человека)	Способы защиты и рекомендации
Шум	Заболевания слухового аппарата (тугоухость), разрыв барабанной перепонки, изменения в органе зрения человека (снижается устойчивость ясного видения и острота зрения, изменяется чувствительность к различным цветам)	Применение защитных приспособлений (звукоизоляция, звукопоглощение, экранирование). Использование специализированных СИЗ. Применение организационных мероприятий.
Электричество	Травмы, ожоги, летальный исход вследствие удара электрического тока	Электротехнические меры защиты. Регламентирование режимов труда и отдыха. Использование СИЗ. Применение организационных мероприятий. Защита расстоянием, контроль электропотребления и др.

По основному виду экономической деятельности установлен III класс профессионального риска, характеризующий уровень производственного травматизма, профзаболеваемости и расходов по обеспечению по программе обязательного социального страхования. Страховые тарифы на обязательное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляют 0,4% к начисленной оплате труда. [12]

Наиболее опасной аварийной ситуацией является взрыв газовой смеси, к которому может привести нарушение технологического процесса или изношенность оборудования.

Аварии, связанные с разливом нефти, увеличивают содержание вредных компонентов в атмосфере из-за выбросов нефти и повышения содержания диоксида углерода при горении нефти.

4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ

Проведение работ происходит на открытом пространстве на кустовой площадке Ванкорского месторождения. Работы выполняются круглый год в круглосуточном режиме.

Климат месторождений Восточной Сибири преимущественно резко континентальный. Территории находятся в зоне постоянного вторжения холодных арктических масс воздуха со стороны Северного Ледовитого океана и отличаются продолжительной холодной зимой (8-9 месяцев) и умеренно тёплым летом, большими годовыми и суточными перепадами температур воздуха.

Среднегодовая температура воздуха на территориях, располагающихся

в пределах 60°-70° с.ш., составляет –10°С. Наиболее холодные месяцы – декабрь, январь, февраль со средней температурой –26°С, в отдельные дни температура воздуха опускается до –57°С. Устойчивый снежный покров образуется в начале октября. Толщина снежного покрова от 1 до 3 м. Среднегодовое количество осадков около 450 мм. Максимальная скорость ветра достигает 25 м/с, средняя скорость ветра – 5-7 м/с. [10]

При определении местоположения площадки скважины согласовываются условия природопользования и устанавливаются экологические требования и ограничения на ведение работ на данной территории, которые будут учтены при проектировании. В проектной документации составляется карта-схема обустройства площадки, отводимой под бурение, с указанием размещения инженерных сетей, бурового и вспомогательного оборудования, системы сбора и хранения отходов бурения, складов химреагентов и ГСМ, бытовых помещений, места складирования бытовых отходов.

Трассы временных подъездных дорог предусматриваются с максимальным использованием локальных условий рельефа и их оборудования водопропускными устройствами. Регламентируется движение транспорта и спецтехники по специально построенным внутри площадки дорогам, а за ее пределами - по зимним дорогам.

Для обогрева работников на кустовой площадке установлен вагон-бытовка с необходимыми приборами отопления и вентиляции.

Приборы систем отопления следует предусматривать с гладкой поверхностью, допускающей легкую очистку. Среднюю температуру помещения необходимо поддерживать в диапазоне 15-20°С. [13]

4.3 Санитарно-гигиенические требования к помещениям и размещению используемого оборудования

Работы выполняются на кустовой площадке размером 300 м², непосредственно на буровой нефтяной вышке высотой 41 м.

На территории кустовой площадки установлены и определены знаками безопасности и аншлагами места остановки (стоянки) спецтранспорта и их зоны проезда.

Помещение для отдыха в рабочее время должно иметь площадь из расчета 0,2 м² на одного работающего в наиболее многочисленной смене, но не менее 18 м².

Устройство для обогрева размещается в отдельном помещении площадью из расчета 0,1 м² на 1 работающего, пользующегося данным устройством в наиболее многочисленной смене, но не менее 12 м².

Устройства питьевого водоснабжения размещаются в основных проходах производственных помещений, в помещениях для отдыха, при необходимости на производственных площадках.

Умывальные размещаются смежно с гардеробными или на их площади. Гардеробные предназначены для хранения уличной, домашней и специальной одежды.

Уровень звукового давления на кустовой площадке не более 80 дБ. Зоны с уровнем звука или эквивалентным уровнем звука выше 80 дБ А должны быть обозначены знаками безопасности. [21]

Санитарно-гигиенические требования к производственному освещению представлены в таблице 16. [18]

Таблица 16 – Санитарно-гигиенические требования к производственному освещению

Рабочие места, подлежащие освещению	Разряд зрительной работы	Место установки светильников	Отраслевая норма освещенности, лк	Рекомендуемая освещенность, лк
Роторный стол	II	На ногах вышки на высоте 4 м под углом 45- 50 град. Над лебедкой высоте 4 м под углом 45- 50 град вертикали	40	200
Щит КИП	I	Перед приборами	50	220
Полати верхового рабочего	II	На ногах вышки на высоте не менее 2,5 м от пола полатей под углом не менее 50 град	25	150
Путь талевого блока	IV	На лестничных площадках, под углом не менее 65- 70 град	13	80
Кронблок	IV	Над кронблоком	25	80
Приемный мост	IV	На передних ногах вышки на высоте не менее 6 м	13	200
Редукторное помещение	II	На высоте не менее 6 м	30	200
Насосное помещение	II	На высоте не менее 3 м	25	200
Глиномешалки	III	На высоте не менее 3 м	26	200
Превентор	III	Под полом буровой	26	200
Площадка горюче-смазочных материалов и инструментов	V	На высоте не менее 3 м	10	50
Желобная система	V	На высоте не менее 3 м. На всем протяжении желобов	10	50

В помещениях и наружных установках, где возможно образование опасных взрыву и пожару смесей, освещение оборудования должно быть выполнено во взрывопожаробезопасном исполнении.

Каждый оператор должен иметь средства индивидуальной защиты, (спецодежда по сезонам, каска, респиратор, наушники, защитные очки, спецобувь и т.д.). [27]

При работе на кустовых площадках, где концентрация газа и вредных паров может превышать допустимые санитарные нормы, рабочие должны обеспечиваться противогазами.

Для исключения опасности попадания в глаза инородных тел,

работающие должны пользоваться защитными очками.

Контроль параметров среды при строительстве скважины будет проводиться в рабочей, санитарно-защитной зоне и установленной на основе ОВОС зоне возможного рассеивания вредных веществ при аварийных выбросах. Осуществление этого контроля предусматривается с применением газосигнализаторов на пульте бурильщика, а в остальных зонах в системе постов экологического мониторинга.

Для регулярного контроля состояния среды на участке предусматривается экологическое сопровождение проекта силами специализированных экологических организаций.

За пределами буровых площадок проводится литогеохимический мониторинг перед началом строительства скважины, во время бурения и после завершения рекультивации территории.

4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса

Химические вещества, применяемые в процессе бурения и добычи, имеют различные свойства. Тяжесть и глубина их действия на организм человека зависит от вида веществ и их физико-химических свойств. Характеристики вредных веществ представлены в таблице 17. [28]

Таблица 17 – Характеристики вредных веществ при бурении и добыче

Вещество	ПДК, мг/м ³	Класс опасности
Нефть	10	3
ПАВы (сульфанол, детергент и др.)	3	4
Полимеры и сополимеры на основе ПАН (гипан, метас)	10	3
ПАА (полиакриламид), Кем-Пас, Поли КемД	10	3
ДК-дрилл, сайпан	2	4
Сажа	4	3
СО	20	4

Почти все вещества, вредные для организма применяются в современной технологии добычи нефти и газа. При этом они оказывают общее токсическое, раздражающее, канцерогенное и мутагенное действие на человека, представляя по этой причине опасность для его здоровья и жизни.

Сырая нефть вызывает экземы и дерматиты при соприкосновении с кожей человека.

Двуокись углерода является бесцветным, тяжелым и мало реакционным газом, который вызывает сильное наркотическое отравление при содержании в воздухе 10 %.

Детергенты, к которым относятся ПАВы, вызывают в основном нарушение газообмена между водоемами и атмосферой. Их ПДК в питьевой воде может составлять не более 500 мг/м³.

При повышенной загазованности воздуха рабочей зоны следует применять соответствующие противогазы. До начала работ необходимо проверить исправность противогаза и шлангов.

Природный газ главную опасность может представлять недостатком кислорода, которая возникает при большом количестве в воздухе метана, когда давление и удельное сопротивление кислорода резко уменьшается.

Пары бензина поступают в организм человека через дыхательные пути вместе с воздухом, после чего усваивается в кровь. Результатом данного вида отравления является разрушение нервной системы, отравление бензином наступает при концентрации его паров в воздухе 0,005-0,01 мг/м³. [2]

При повышенной загазованности воздуха рабочей зоны следует применять соответствующие противогазы. До начала работ необходимо проверить исправность противогаза и шлангов.

Анализ воздушной среды рабочей зоны производится с помощью газоанализатора перед входом на кустовую площадку и проведением газоопасных работ.

Защита технологического оборудования и электроустановок от атмосферных перенапряжений осуществляется буровой вышкой (стержневой молниеотвод высотой 53 м). При размещении буровой на ровной площадке, практически все привышечные сооружения, имеющие высоту не более 7 м и расположенные в радиусе до 40 м от устья скважин, защищены буровой вышкой от прямого попадания молний.

Защита питающей высоковольтной линии электропередачи от атмосферных перенапряжений осуществляется для ДЭП-35 кВ и выше – трубными разрядниками и подвеской защитного тока. Категория молниезащиты – II. Защищаются все сооружения в радиусе 74 м. Тип зоны – Б (95% надежности). [14]

4.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности

В условиях разработки нефтегазовых месторождений могут выделяться взрывоопасные, пожароопасные и токсичные вещества, такие как газ, газоконденсат, сероводород, меркаптаны, деэмульгаторы, различные реагенты и горюче-смазочные вещества, поэтому данное производство по пожарной опасности относится к категории II. [28]

По взрывопожарной опасности буровая установка относится к категории А, степень огнестойкости II. [28]

Причинами возникновения пожаров являются: несоблюдение ТБ при бурении и ремонте скважин; утечка газа через негерметичные фланцевые соединения; возгорание газа вследствие несоблюдения правил эксплуатации оборудования.

Уровень взрывозащиты оборудования – “Gc” (повышенный), знак взрывозащиты вида “e” – повышенная взрывозащита. [27]

Система пожарной сигнализации предназначена для автоматического обнаружения пожара, подачи управляющих сигналов на технические средства оповещения людей о пожаре и управления эвакуацией, на приборы управления автоматическими установками пожаротушения, инженерным и

технологическим оборудованием. На рабочей площадке установлена автоматическая система пожарной сигнализации, оборудованная независимыми ручными пожарными извещателями на расстоянии через каждые 50 м.

Для обеспечения безопасности рабочих на случай пожара в наличии должны быть первичные средства пожаротушения:

- огнетушитель пенный – 8 шт.;
- □ ящик с песком, $V = 0,5 \text{ м}^3$ – 4 шт.;
- □ ящик с песком, $V = 1 \text{ м}^3$ – 2 шт.;
- □ лопаты – 5 шт.;
- □ ломы – 2 шт.;
- □ топоры – 2 шт.;
- □ багры – 2 шт.;
- □ ведра пожарные – 4 шт.

Противопожарный инвентарь должен находиться на щитах в специально отведенных местах.

4.6. Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях

При эксплуатации скважин на кустовой площадке возможны аварийные и чрезвычайные ситуации, представленные в таблице 18. [29]

Таблица 18 – Анализ возможных аварийных ситуаций

Возможные аварии	Последствия
Пожар в производственном помещении	- выброс газа и разлив нефти в помещении - поражение людей продуктами сгорания - загазованность территории и помещения
Прорывы, разливы нефти	- выброс газа и разлив нефти - загрязнение окружающей среды
Негерметичность межколонного пространства (повышение давления в межколонном пространстве) скважины, открытое фонтанирование скважины	- выброс газа и розлив нефти в окружающую среду - загазованность территории - отравление газом, облив нефтью

Каждый работник, находящийся на территории кустовой площадки имеет индивидуальный противогаз, газоанализатор, а также медицинскую аптечку на случай аварийных или экстренных ситуаций.

Бурение скважины происходит круглосуточно. Общая численность работающих на кустовой площадке при выполнении исследуемых операций составляет 8-10 человек.

Жилые блоки обеспечиваются водо- и теплоснабжением, общежития отапливаются с помощью ГТЭС. Кустовые площадки и отдельные производственные объекты обеспечиваются электроэнергией сетями ЛЭП.

На территории всего месторождения имеются источники для образования вторичных факторов поражения, которыми являются склады с химическими веществами (кислоты, щелочи), сеть трубопроводов, доставляющих добытый флюид в магистральный трубопровод.

Для исключения возникновения аварий необходимо проводить ежедневный осмотр оборудования и агрегатов.

Для безопасного пуска производства после аварии, ответственный руководитель работ определяет порядок обследования оборудования скважин, электрооборудования, трубопроводов, вентиляции с целью установления полного соответствия их требованиям производственной и пожарной безопасности. После этого он даёт указания о переходе на нормальный режим работы.

4.7 Экологичность проекта

Обустройство месторождения связано со строительством промысловых и транспортных сооружений, строительством дорог, ЛЭП, поселков, что влечет за собой в целом площадной характер нарушения растительного и почвенного покрова, срезки микрорельефа, нарушения поверхностного стока.

Главным мероприятием, позволяющим значительно сократить отводы земель под бурение и обустройство скважин и обеспечить снижение затрат, связанных с отводом земель, является применение кустовых методов строительства скважин и горизонтального бурения. Кроме экономии плодородных земель, сокращается протяженность коммуникаций и дорог, подводимых к скважинам, и повышается эффективность их обслуживания.

При проектировании и строительстве предусмотрены мероприятия, обеспечивающие снижение воздействия на животный мир: минимальное отчуждение земель для сохранения условий обитания животных и птиц; проведение строительных работ в зимний период, что значительно снижает воздействие на орнитофауну в целом; комплексная автоматизация объектов добычи, сбора, транспорта углеводородов, создание на базе АСУ ТП малолюдной и безлюдной технологий; оборудование водозаборных устройств рыбозащитными сетками; уборка остатков материалов, конструкций и строительного мусора по завершении строительства; хранение нефтепродуктов в герметичных емкостях.

К основным мерам охраны окружающей среды от воздействия отходов производства и потребления относятся: применение малоотходной технологии бурения скважин, обезвреживание и экологически безопасное захоронение отходов; строительство дренажных емкостей для сбора отходов; сбор и утилизация промышленных отходов.

Складирование отходов строительства и обустройства скважины следует осуществлять на площадках и в накопителях, исключающих загрязнение окружающей среды.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе был рассмотрен один из методов ГТМ-реконструкции скважин – зарезка боковых стволов и возможность его применения на Ванкорском нефтегазовом месторождении.

Данная технология имеет ряд преимуществ. Проведено сравнение продуктивности «материнских» горизонтальных скважин и боковых стволов в условиях пласта Як 3-7 Ванкорского месторождения. Расчеты показали, что дебиты боковых стволов значительно выше горизонтальных.

В области применения боковых стволов важным вопросом является оценка геолого-физических критериев и разработка программы расчета технологических показателей.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

ВНК – водонефтяной контакт
ГИС – геофизическое исследование скважин
ГС – горизонтальная скважина
КИН- коэффициент извлечения нефти
НКТ- насосно-компрессорные трубы
МЗС – многозабойная скважина
НГО- нефтегазоносная область
НПС – насосно-перекачивающая станция
ПЗП - призабойная зона пласта
ПДК – предельно-допустимая концентрация
УЭЦН - установка электроцентробежного насоса
УДНГ – управление добычи нефти и газа
ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства
ЦДНГ – цех добычи нефти и газа.
ЭЦН – электроцентробежный насос
БС – боковой ствол
ЗБС – зарезка бокового ствола

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Подсчет запасов и ТЭО КИН Ванкорского месторождения – Красноярск, 2012-2013 – 112 с.
2. Схема разработки Ванкорского месторождения – Красноярск, 2007 – 58 с.
3. Трофимов, А. С. Новая технология Мајограск для увеличения СНО НКТ на осложненном фонде скважин: Инженерная практика / Трофимов, А. С. – Москва, 2012. №1 – 74 с.
4. Евразийское патентное общество, 30.04.2010, 20063181 РСТ/NO2007/00020 СТАТОИЛХЮДРО АСА (NO) Изобретатель: Окре Ховард, Матиесен Видар
5. Галибеев, С.С. С сверхвысокомолекулярный полиэтилен. Тенденции и перспективы/ С.С. Галибеев, Р.З. Хайруллин, В.П. Архиреев.– Казань:Вестник Казанского технологического университета, 2008 – 6 с.
6. Мищенко, И.Т. Скважинная добыча нефти [Текст]: учебное пособие для вузов / И.Т.Мищенко. – Москва: ФГУП Издательство Нефть и газ РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. – 816 с.
7. Чикалов, С.Г. Коррозийно-стойкая сталь для наносно-компрессорных труб и нефтегазодобывающего оборудования [Текст]: реферат/С.Г. Чикалов, В.И. Тазетдинов, С.А. Ладыгин, С.В. Александров, С.Б. Прилуков, Ю.Б. Белокозович, А.П. Медведев, О.В. Ярославцева – Первоуральск, 2010 – 8 с.
8. Мусияченко, Е.В. Безопасность жизнедеятельности: учеб-м пособие / Е.В. Мусияченко, А.Н. Минкин. – Красноярск: Сибирский федеральный университет, 2016. – 47 с.
9. МР 2.2.7.2129-06 Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях. – Введен 01.11.2006. – Москва: ГУ «Научно-исследовательский институт медицины труда» РАМН, 2006. – 14 с.
10. приказ № 786 О режимах работы в холодное время года. – Введен 12.11.2001. – Красноярск: Администрация Красноярского края, 2001. – 3 с.
11. ГОСТ 12.0.03-74 ССБТ Опасные и вредные производственные факторы. – Введен 01.01.1976. – Москва: Госкомитет стандартов Совета Министров СССР, 1976. – 12 с.
12. Мусияченко, Е.В. Безопасность жизнедеятельности: учебное пособие/Е.В. Мусияченко, А.Н. Минкин. – Красноярск: Сибирский федеральный университет, 2016. – 47 с.
13. СП 60.13330.2012 Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха Актуализированная редакция СНиП 41-01-2003. – Введен 01.01.2013. – Москва: Минрегион России, 2012. – 67 с.
14. СНиП 2.09.04 - 87 Административные и бытовые здания. – Введен 20.05.2011. – Москва:Минрегион России, 2010. – 30 с.

15. СНиП II-92-76 Вспомогательные здания и помещения промышленных предприятий. – Введен 26.07.1976. – Москва: Стройиздат, 1977. – 35 с.
16. СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. – Введен 01.10.1996. – Москва: Стандартинформ, 1996. – 20 с.
17. ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – Введен 01.01.1989. – Москва: Стандартинформ, 1988. – 78 с.
18. СНиП 23-05-95 Естественное и искусственное освещение. – Введен 01.01.1996. – Москва : Стандартинформ, 1996. – 9 с.
19. СН 2.2.4/2.1.8.562-96 Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки. – Введен 31.10.1996. – Москва :МинздравРоссии, 1996. – 8 с.
20. СН 2.2.4/2.1.8.566-96 «Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий. – Введен 31.10.1996. – Москва: МинздравРоссии, 1996. – 20 с.
21. ГОСТ 12.1.012-90 «ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. – Введен 01.07.1991. – Москва: Государственный комитет СССР по Управлению качеством продукции и стандартам , 1996. – 37 с.
22. ГОСТ 12.1.002-84 "Допустимые уровни напряженности и требования к проведению контроля на рабочих местах. – Москва: Государственный комитет СССР по стандартам , 1986. – 8 с.
23. СанПиН 2.2.4.1191-03 Электромагнитные поля в производственных условиях. – Введен 19.02.2003. – Москва :МинздравРоссии, 2003. – 41 с.
24. Руководство 2.2.2006-05 Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда. – Введен 01.11.2005. – Москва: ГУ НИИ медицины труда Российской академии наук, 2005. – 182 с.
25. Трудовой кодекс Российской федерации: федер. закон от 30.03.1999. № 52-ФЗ – Москва :Совет Федерации, 1999. – 74 с.
26. Приказ № 443 Типовые нормы бесплатной выдачи сертифицированных специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением, в организациях нефтегазового комплекса. – Введен 06.07.2005. – Москва: Министерство Здравоохранения и Социального развития Российской федерации, 2005. – 165 с.
27. СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности. – Введен 05.01.2009. – Москва: ВНИИПО МЧС России, 2008. – 37 с.
28. ГОСТ 12.1.044-89 «Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. – Введен 01.01.1991. – Москва: Государственный стандарт союза СССР, 1985. – 153 с.

29. ППБО-85 Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности. – Введен 28.11.1985. – Москва: Министерство нефтяной промышленности СССР, 1985. – 153 с.